Modellstadt Mannheim

Evaluation der Feldtests und Simulationen
Endbericht

(Bericht zu Arbeitsschritt 3.16)

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft
FÖRDERPROGRAMM DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (BMWI) SOWIE DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU)

Förderkennzeichen: 0325089C beim Projektträger Jülich (PtJ) für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

Status:	**Final**
Version:	**V10**
Dissemination Level:	**Public**
Date:	**17.04. 2013**

Organisationsname der Arbeitspaketverantwortung: MVV

Organisationsname der Arbeitsschrittverantwortung: IFEU

Status Beschreibung

Geplantes Fertigstellungs-datum:	Februar 2013	Tatsächliches Fertigstellungsdatum:	17.04.2013
Kurze Dokumenten-beschreibung:	Der vorliegende Endbericht zu Arbeitspaket 3 des Projekts Modellstadt Mannheim stellt die Bewertung der in den Feldtests eingesetzten IT-Architektur, die Evaluation der Feldtests (Kundenakzeptanz und –reaktionen, technische Bewertungen) sowie die Ergebnisse der Simulationen dar.		
Autoren:	IFEU: Markus Duscha (AS-Leitung), Lars-Arvid Brischke, Ruben Korenke, Corinna Schmitt DREWAG: Stephanie Einspender, Holger Hänchen, Max Pham, Robert Weißenborn, René Zimmer IBM: Andreas Herdt, Christian Panzer, Detlef Schumann IWES: Timo Fischer, Mariam Khattabi, Jan Ringelstein, Patrick Selzam IZES: Hermann Guss, Uwe Klann MVV: Michael Handschumacher, Jürgen Hermanns, Andreas Kießling, Christian Mayer, Michael Pawlowicz, Oliver Prahl, Volker Stelzner PPC: Christine Müller, Stefan Sender, Thomas Wolski PSE: Thomas Große Böckmann UDE: Mike Trautmann		
☐ Partner Contributions ☐ Peer reviews	☒ ☒ MVV ☒ ☒ PPC ☒ ☐ IBM ☒ ☐ UDE ☒ ☐ PSE ☒ ☒ IWES ☒ ☒ ifeu ☒ ☒ IZES ☒ ☒ DREWAG	Report/deliverable classification: ☐ Deliverable ☐ Activity Report	
Peer review approval :	☐ Approved ☐ Rejected (improve as specified hereunder)	Date:	
Suggested improvements:			

Moma - Evaluationsbericht

Inhaltsübersicht

Status Beschreibung 2
Inhaltsübersicht 3
Inhaltsverzeichnis 4
Abbildungsverzeichnis 7
Tabellenverzeichnis 12
1 Zusammenfassung 15
2 Einleitung 32
3 Beschreibung der drei Feldtests 36
4 IT-Architektur und –komponenten 53
5 Ergebnisse aus dem Feldtest Mannheim 107
6 Beschreibung und Ergebnisse der Simulationen 166
7 Systemanalytische, volkswirtschaftliche und ökologische Betrachtung 223
8 Feldtest Dresden 263
9 Ausblick 300
Anhang 305
Anhangsübersicht 305
Glossar 306
Abkürzungsverzeichnis 317

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung 15
2 Einleitung 32
3 Beschreibung der drei Feldtests 36
3.1 Feldtest 1 37
3.2 Feldtest 2 37
3.3 Feldtest 3 44
4 IT-Architektur und –komponenten 53
4.1 Architektur und Komponenten im zukünftigen Energiesystem 53
4.1.1 Leitgedanken der Smart Grid Architektur 53
4.1.2 Smart Grid Architektur moma im europäischen Kontext 56
4.2 Smart Grid Architektur im Projekt moma 62
4.2.1 Überblick 62
4.2.2 Energy Data Server 63
4.2.3 Stromzähler 64
4.2.4 BEMI-Familie 64
4.2.5 alphaCore und alphaCell 66
4.3 Bewertung Architekturfunktionalität generell 67
4.3.1 Skalierbarkeit 68
4.3.2 Leistung 72
4.3.3 Verfügbarkeit 74
4.3.4 Fazit 76
4.4 Bewertung des dezentralen Energiemanagementsystems 77
4.5 Bewertung der Kommunikationstechnik 79
4.5.1 Beschreibung der eingesetzten Breitband-Powerline-Technik 79
4.5.2 Bewertung der gewählten Datenkommunikation 82
4.5.3 Messtechnische Betrachtung der BPL-Technik 83
4.5.4 Ausfallstatistik 87
4.6 Bewertung des Energy Data Servers 90
4.6.1 Überblick über die Funktionalität des Energy Data Servers 90
4.6.2 Ausfallstatistik 92
4.7 Auswertung eingesetzter Sensorik an Betriebsmitteln und an Anlagen von Kunden 93
4.7.1 Kommunikativ verbundene Sensorik an Betriebsmitteln 93
4.8 Bewertung der Informationssicherheit 103
4.8.1 Einführung 103
4.8.2 Informationssicherheit mit M/490 und BSI-Schutzprofil 104

5 Ergebnisse aus dem Feldtest Mannheim 107
5.1 Methodik der Haushaltsbefragungen 107
5.2 Charakterisierung der Versuchs- und Kontrollgruppenmitglieder 110
5.3 Ergebnisse in Hinblick auf die Bewertung/Akzeptanz des Feldtests im allgemeinen und seiner Komponenten 112
5.4 Reaktionen auf den Tarif auf Geräteebene 132
5.5 Reaktionen auf den Tarif auf Haushaltsbene 140
5.5.1 Preiselastizitäten 140
5.5.2 Exkurs:Einfluss eines Smart-Meter-Rollouts sowie der moma-Infrastruktur auf die absolute Höhe des Stromverbrauchs 151
5.5.3 Indikatoren für Veränderungen des Stromverbrauchs der Feldtestteilnehmer 156
5.6 Ergebnisse der Feldtests - Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse aus dem dritten Feldtest 159
5.7 Exkurs: Übergang vom Feldtest zur technischen Simulation 164
6 Beschreibung und Ergebnisse der Simulationen 166
6.1 Einordnung der Simulationen in den moma-Gesamtkontext 166
6.2 Technische Simulation des Energiemanagements in einer Verteilnetzzelle 170
6.3 Technische Simulation bei interagierenden Verteilnetzzellen 196
6.4 Handelssimulation 210
7 Systemanalytische, volkswirtschaftliche und ökologische Betrachtung 223
7.1 Volkswirtschaftlicher systemanalytischer Vergleich (volkswirtschaftliche Betrachtung des Systems) 223
7.2 Exkurs: Ökonomische Analyse der Lastverschiebung auf Basis von Preiselastizitäten 244
7.3 Wirkung variabler Tarife auf Basis eines Smart-Grid-Ausbaus auf Erwerbstätigkeit und Bruttowertschöpfung 249
7.4 Ökologische Bewertung 259
8 Feldtest Dresden 263
8.1 Konzeption und Zielstellung 263
8.2 Wärmeübergabestation 263
8.3 BHKW-Objektversorgung 264
8.4 Ablauf und Chronologie der Feldteste 265
8.5 Ergebnisse Absenkungen Wärmübergabestation 267
8.5.1 Technik 267
8.5.2 Akzeptanz 281
8.5.3 Wirtschaftlichkeit 281
8.5.4 Ökologische Bewertung 285
8.6 Ergebnisse BHKW 287

8.6.1 Technik 287
8.6.2 Akzeptanz 292
8.6.3 Wirtschaftlichkeit 293
8.6.4 Ökologische Bewertung 295
8.7 Übertragbarkeit der IT-Architektur 297
8.8 Zusammenfassung des Feldtest Dresden 299
9 Ausblick 300

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der moma-Idee ... 33
Abbildung 2: Übersicht über die drei Feldtests ... 36
Abbildung 3: Prozessübersicht Feldtest 2 und 3 ... 40
Abbildung 4: Metering Portal, a) Visualisierung der Stromverbrauchsdaten und b) PV-Einspeisemengen ... 41
Abbildung 5: Beispiel für ein Preisprofil Werktag Feldtest 2 ... 42
Abbildung 6: Beispiel für ein Preisprofil Wochenende Feldtest 2 ... 42
Abbildung 7: Historie Geräte-Einsatzplan im Energiebutlerportal ... 43
Abbildung 8: Übersicht über Entstehung und Zahl der Teilnehmerverträge ... 45
Abbildung 9: Energiebutler aus Feldtest 3 ... 46
Abbildung 10: Schaltboxen aus Feldtest 3, links Trockenraum-, rechts Feuchtraumausführung ... 46
Abbildung 11: Schnittstellen der Applikation zu anderen Systemen ... 47
Abbildung 12: Screenshot des Dashboards der moma App ... 47
Abbildung 13: im Feldtest 3 eingesetzte Hardware ... 48
Abbildung 14: Einflussfaktoren Kundenpreisprofile ... 50
Abbildung 15: Wahl der Preisprofile in Tarifphase 2 ... 51
Abbildung 16: Auswahl von Preisprofilen im Feldtest 3 ... 51
Abbildung 17: System- und Betriebsdomänen der Komponentenebene im EU Smart Grid Mandat 490, WG Referenzarchitektur [M490RA12] ... 54
Abbildung 18: Dreidimensionales Domänenmodell für die Geschäftsmodelle von Akteuren ... 55
Abbildung 19: Smart Grid Architektur Modell (SGAM) [M490RA12] ... 56
Abbildung 20: Mapping von Kommunikationsnetzwerken auf die SGAM-Kommunikationsebene [M490RACA12] ... 57
Abbildung 21: Netzzelle und Lastmanagement-Kooperation ... 58
Abbildung 22: Zellulare Systemtopologie mit dezentraler Intelligenz ... 59
Abbildung 23: Anwendung des Smart Grid Architektur Modells auf die moma-Systemarchitektur ... 60
Abbildung 24: moma-Systemarchitektur ... 62
Abbildung 25: moma-Komponenten in der zellularen Topologie ... 63
Abbildung 26: Struktur der Kommunikation zur Bandbreitenbegrenzung ... 69
Abbildung 27: CPU-Auslastung der Verteilnetzzellenserver ... 70
Abbildung 28: Lastverteilung auf Verteilnetzzellenserver im 15-min-Intervall ... 71
Abbildung 29: Lose Kommunikationskopplung der Zellen durch Queueing-System ... 76
Abbildung 30: IP-basierende Kommunikation mit BPL ... 80
Abbildung 31: Intelligentes Routing innerhalb des BPL-Netzes I: Kommunikation über Headend 1 ... 81
Abbildung 32: Intelligentes Routing innerhalb des BPL-Netzes II: Kommunikation über Headend 2 ... 81
Abbildung 33: Intelligentes Routing innerhalb des BPL-Netzes III: Kommunikation über Headend 2 auf alternativem Kommunikationsweg ... 82
Abbildung 34: Pingtest an einer BDKE in Seckenheim ... 84

Abbildung 35: Pingtest an einem Energiebutler in Seckenheim 84
Abbildung 36: Pingtest an einer BDKE in Käfertal 85
Abbildung 37: Pingtest an einer BDKE in Wohlgelegen 85
Abbildung 38: Ergebnisse der iperf-Messung an einer BDKE in Seckenheim 86
Abbildung 39: Ergebnisse der iperf-Messung an einem Energiebutler in Seckenheim 86
Abbildung 40: Ergebnisse der iperf-Messung an einer BDKE in Käfertal 86
Abbildung 41: Ergebnisse der iperf-Messung an einer BDKE in Wohlgelegen 86
Abbildung 42: Ergebnisse von Kundenterminen wegen vermeintlicher Kommunikationsprobleme beim Energiebutler 88
Abbildung 43: Ursachen interpolierter Zählerwerte 89
Abbildung 44: Verfügbarkeit Datenkommunikation 89
Abbildung 45: Schematische Darstellung des Energy Data Servers 92
Abbildung 46: Ortsnetzstation Wa24 in Mannheim 94
Abbildung 47: UMG 511 (Quelle: http://www.janitza.de/downloads/kataloge-leaflets/) 95
Abbildung 48: UMG 511 Installiert in Trafostation 95
Abbildung 49: MBS-121 96
Abbildung 50: VNZ Serverschrank mit Temperaturüberwachung 97
Abbildung 51: Screenshot GridVis-2.4.0 Auflistung der erfassten Unterspannung aller Phasen 98
Abbildung 52: Screenshot GridVis-2.4.0 Prozentuale Darstellung der Oberschwingungen der Spannung aller Phasen 98
Abbildung 53: Screenshot GridVis-2.4.0 99
Abbildung 54: Screenshot GridVis-2.4.0 99
Abbildung 55: Temperaturverlauf der Stadt Mannheim, sowie von zwei Serverschränken 100
Abbildung 56: Temperaturverlauf über 30 Tage von zwei Serverschränken in den Ortsnetzstationen S13 und WA24 101
Abbildung 57: Temperaturverlauf über 6 Stunden von zwei Serverschränken in den Ortsnetzstationen S13 und WA24 102
Abbildung 58: Orientierung am Tarif durch… 113
Abbildung 59: Wunsch einen variablen Tarif zu nutzen in Versuchs- und Kontrollgruppe 114
Abbildung 60: Gründe für einen variablen Stromtarif (Mehrfachantworten möglich) 115
Abbildung 61: Interesse an den Features des MVV Smart Metering Webportals 116
Abbildung 62: Dashboard (Benutzeroberfläche) der moma App 117
Abbildung 63: Interesse an den Features der moma App 118
Abbildung 64: Einschätzung der zeitlichen Auflösung der Stromverbrauchsinformationen 119
Abbildung 65: Bewertung der Steuerung in Verbindung mit einem Tablet PC 120
Abbildung 66: Einschätzung der hedo-nischen und pragmatischen Qualität 121
Abbildung 67: Zahlungsbereitschaft für die Stromvisualisierung 121
Abbildung 68: Zahlungsbereitschaft für die automatische Steuerung 124

Abbildung 69: Manuell in preisgünstige Zeiten verschobene Geräte 126
Abbildung 70: Reale und selbst berichtete finanzielle Einsparungen 129
Abbildung 71: Zahlungsbereitschaft für automatische Steuerung und Stromverbrauchsvisualisierung 130
Abbildung 72: Gründe kein Geld für automatische Steuerung und Stromverbrauchsvisualisierung auszugeben 131
Abbildung 73: Menge der verwertbaren „guten Daten“. Links: Erster Feldtesttag. Rechts: Verlauf über die Mittagsstunden des gesamten Feldtests 133
Abbildung 74: Verfügbarkeit guter Daten, dargestellt als Zahl der BEMIs, die einen gegebenen Anteil des Feldtestzeitraums mit guten Daten abdecken (jeweils ausgenommen der beiden Stunden um Mitternacht) 133
Abbildung 75: Durchschnittlicher Monatsverbrauch der einzelnen FPS-Gerätetypen als Histogramme 134
Abbildung 76: Referenzkurven für den gerätetypischen Energieverbrauch 135
Abbildung 77: Gerätetypspezifischer Einfluss des Strompreises auf den Stromverbrauch. Jeder Punkt entspricht einer Feldteststunde 136
Abbildung 78: Verteilung des Stromverbrauchs auf die Hoch- (rot), Mittel- (gelb) und Niedrigpreisphase (grün) für Feldtesthaushalte und Referenz aus Abbildung 76 137
Abbildung 79: Durchschnittliche Kundenstrompreise für den Betrieb von FPS Geräten, aufgeschlüsselt nach Gerätetyp 138
Abbildung 80: Verteilung des für den Betrieb eines FPS Geräts durchschnittlich gezahlten Strompreises nach Nutzungsgruppe 138
Abbildung 81: Hinweise auf Lastverlagerung in die Nachtstunden durch automatisches Management 139
Abbildung 82: Durchschnittlicher Verbrauch in Abhängigkeit vom Strompreis über den Feldtestzeitraum .. 142
Abbildung 83: Preiselastizitäten an Werktagen 145
Abbildung 84: Preiselastizitäten an Samstagen 146
Abbildung 85: Preiselastizitäten für Sonn- und Feiertage 147
Abbildung 86: Zeitlich aufgelöste Preiselastizitäten nach Gruppen 149
Abbildung 87: Simulationen im Projekt moma 170
Abbildung 88: Schema Aufbau der Simulation, einzelne Verteilnetzzelle 172
Abbildung 89: Sequenzdiagramm zur Day-Ahead Tariffestlegung durch Netz/Marktautomat 174
Abbildung 90: Schema der Netztopologie in Szenario DE2030 181
Abbildung 91: Basistarifprofile des Marktautomaten und typ. Verlauf der solaren Einstrahlung (gestrichelt) (Horizontale Achse: Zeit in Stunden) 183
Abbildung 92: Netztopologie im Szenario MA2030 186
Abbildung 93: Außentemperatur (rot) und solare Einstrahlung (blau) im Betrachtungszeitraum des Szenarios MA2030 187
Abbildung 94: Spannung an PCC 14 für Referenz (rot), Netzausbau (blau) und „Geregelt“ (grün). 191
Abbildung 95: Spannung an PCC 56 für Referenz (rot) und Netzausbau (blau) sowie PCC 75 für Fall „Geregelt“ (grün). 194

Abbildung 96:Struktur der Netzautomatisierung 198
Abbildung 97: CIGRE Mittelspannungsnetz Topologie [s. Quellenangabe im Text] 201
Abbildung 98: Verteilung der dezentralen Anlagen im Simulationsnetz 204
Abbildung 99:Flussdiagramm der implementierten Regelung 205
Abbildung 100: Ergebnisse der Jahressimulation ohne Regelung und Netzausbau für den 250 % Einspeisefall 207
Abbildung 101: Ergebnisse der Jahressimulation nach Netzausbau im Szenario 250 % 207
Abbildung 102: Ergebnisse der Jahressimulation mit Regelung durch Netzautomaten 208
Abbildung 103: Blindleistungskompensationsverlauf abgeleitet aus den Ergebnissen der Jahressimulation 208
Abbildung 104: Stufenschaltungen zur Spannungs- und Netzauslastungsverringerung 209
Abbildung 105: Maximale Kabelauslastung im Simulationsnetz 209
Abbildung 106: Berechnung der Kundenpreisprofile 211
Abbildung 107: Einbindung der Handelssimulation in die Gesamtsimulation 213
Abbildung 108: Ausschnitt aus dem Excel-Tool zur Berechnung der Kundenpreisprofile 214
Abbildung 109: Ausschnitt aus der Handelssimulation 215
Abbildung 110: Feedbackschleife der Handelssimulation 216
Abbildung 111: Ausschnitt aus dem Excel-Tool zur Berechnung der Kundenpreisprofile (Tabellenblatt „vaNE“) 217
Abbildung 112: Größengeordnete Börsenpreislinien für 2011, MA30 und DE30 227
Abbildung 113: Geordneter Residuallastgang nach Lastverschiebung minus geordneter Residuallastgang vor Lastverschiebung (X-Achse: Stunden; Y-Achse: Differenz des Residuallastgangs in GW) 240
Abbildung 114: Verteilung des deutschlandweiten Nachfrageimpulses und der resultierenden zusätzlichen Wertschöpfung und Erwerbstätigkeit nach Produktionsbereichen (im Szenario Mannheim 2030) 254
Abbildung 115: Fernwärmenetz Dresden 264
Abbildung 116: versorgte Gebäude des Nahwärmenetzes Kurparkstraße 265
Abbildung 117: Datenerfassung/ -transport Feldtest WÜS 267
Abbildung 118: Messpunkte WÜS Q03 268
Abbildung 119: Bildung der Wärmelastprognose 268
Abbildung 120: Absenkung vom 30.11.2012 269
Abbildung 121: Absenkung vom 14.11.2012 270
Abbildung 122: Regelungstechnische Lösung für Testphase 1 271
Abbildung 123: Absenkung über die zentrale Reduktion mit verteilter Qualitätsmessung 272
Abbildung 124: Schwingverhalten während des Absenkungen 273
Abbildung 125: Wärmelastgang vom 08.05.2012 274
Abbildung 126: Wärmelastgänge 47.KW 2012 274
Abbildung 127: Optimierung des An- und Abfahrvorganges 275
Abbildung 128: Leistungsverlauf der Sekundärnetzpumpen 276

Abbildung 129: Gebäudeversorgungszustand mit Außentemperatur 23.04. – 10.05.2012 277
Abbildung 130: Beispiel Heizkennlinie 278
Abbildung 131: Gebäudeversorgungszustand mit Außentemperatur 13.05. – 20.05.2012 278
Abbildung 132: Temperaturverteilung bei positiven Legionellenbefunden [Quelle: Hentschel/Waider: Kommentar zum DVGW-Arbeitsblatt W 551 (2004) S. 13] 279
Abbildung 133: Feldtest vom 17.11.2012 280
Abbildung 134: Feldtest vom 12.10.2012 281
Abbildung 135: Darstellung der Reduzierung 282
Abbildung 136: Ausschnitt der Absenkung vom 14.06.2012 283
Abbildung 137: Darstellung des Nachholungseffektes 283
Abbildung 138: Elektrische Bruttowirkungsgrad in Abhängigkeit zur erzeugten Leistung 284
Abbildung 139: Brennstoffnutzungsgrad in Abhängigkeit zur erzeugten Leistung 285
Abbildung 140: Phasen des Versuchs Heizhaus Kurparkstraße 287
Abbildung 141: Erzeugeranlagen des Heizhauses Kurparkstraße 288
Abbildung 142: Messpunkte Heizhaus Kurparkstraße 289
Abbildung 143: Leistungen der Erzeuger während des Feldtests 290
Abbildung 144: Grundriss Grundschule 291
Abbildung 145: Diagramm Temperatursensoren zum Versuch 292
Abbildung 146: Vor- und Rücklauftemperaturen Versuch 292
Abbildung 147: moma-IT-Architektur in Dresden 298

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die entwickelte und eingesetzte Software, Hardware, Webportale und Prozesse in den Feldtests 2 und 3 39
Tabelle 2: Verteilung der Teilnehmer im Feldtest 3 auf VNZ-Server in 8 Verteilungsnetzzellen (Netzgebiete) 69
Tabelle 3: Erhebungsschritte im Feldtest 3 109
Tabelle 4: Antworten auf die Frage: Lassen Sie eher den Energiebutler die an ihn angeschlossenen Geräte automatisch starten oder starten Sie sie selbst per Hand? 123
Tabelle 5: Ungefähre monatliche Durchschnittspreise, die Versuchs- und Kontrollgruppe für Einzelkomponenten und Gesamtsystem bereit wären zu zahlen 130
Tabelle 6: Anzahl Haushalte je Gruppe nach Nutzung der Automatik und manueller Verschiebung 148
Tabelle 7: Preiselastizitäten je Nutzungsgruppe 148
Tabelle 8: Entwicklung der Leistungsaufnahme der für das Energiemanagement notwendigen Hardwarekomponenten 153
Tabelle 9: Hochgerechneter Jahresstromverbrauch des moma-Systems im Feldtest 154
Tabelle 10: Hochgerechneter Jahresstromverbrauch des moma-für Mannheim 2030 155
Tabelle 11: Hochgerechneter Jahresstromverbrauch des moma-Systems für Deutschland 2030 156
Tabelle 12: Übersicht über durchschnittlichen Jahresstromverbrauch und Verbrauch im Feldtest 157
Tabelle 13: Übersicht über den monatlichen Energieverbrauch für zwei Gruppen vor und während Feldtest 3 158
Tabelle 14: Simulationstypen und Beitrag zu Zielen der Simulation 169
Tabelle 15: Kommandos des Marktautomaten 177
Tabelle 16: Durchdringung der Haushalte mit weißer Ware im Szenario DE2030 181
Tabelle 17: SOC-Geräteparameter im Szenario DE2030 181
Tabelle 18: FPS-Geräteparameter im Szenario DE2030 181
Tabelle 19: Optionen für variable Netznutzungsentgelte 184
Tabelle 20: Ausgewählte Tarifprofile im Szenario DE2030 184
Tabelle 21: Ausgewählte Tarifprofile im Szenario MA2030 187
Tabelle 22: Ergebnisse zum Szenario DE2030 189
Tabelle 23: Ergebnisse zum Szenario MA2030 190
Tabelle 24: FPS-Geräteparameter für Simulation zur ökonomischen Hochrechnung 192
Tabelle 25: Zeiträume für Simulation zur ökonomischen Hochrechnung 193
Tabelle 26: Ergebnis Klassifizierung von Tagen des Jahres zur ökonomischen Hochrechnung 193
Tabelle 27: Ergebnis aus der zeitlichen Hochrechnung von Netzkennwerten 194
Tabelle 28: Parameter des CIGRE Netzes mit nominaler Netzspannung von 20 kV 202
Tabelle 29: Leitungslängen des CIGRE Netzes 202
Tabelle 30: Verteilung der Lasten im Simulationsnetz 203
Tabelle 31: Verteilung dezentraler Energiewandlungsanlagen im CIGRE Netz 203

Tabelle 32: Ergebnisse der Handelssimulation 218
Tabelle 33: Vergleich der Szenarien 3 und 4 aus Kundensicht 220
Tabelle 34: Einfluss von 1000 Haushalten auf die Netzspitzenlast 220
Tabelle 35: Übersicht über Eigenschaften der Preisvektoren 228
Tabelle 36: Für die Smart-Grid-Infrastruktur und die betrachteten Business Cases erforderlichen Investitionen 230
Tabelle 37: Laufende operative Kosten 231
Tabelle 38: Jährliche Kosten für Smart-Grid-Infrastruktur und die betrachteten Business Cases 231
Tabelle 39: Sensitivität der jährlichen Kosten der Smart Grid Infrastruktur und der betrachteten Business Cases auf Realzinsvariationen 232
Tabelle 40: Netzseitig vermiedene zusätzliche Kosten 235
Tabelle 41: Sensitivität der netzseitig vermiedenen zusätzlichen Kosten auf Realzinsvariationen 236
Tabelle 42: Ökonomische Vorteile durch variable Tarife 239
Tabelle 43: Sensitivität der Kosteneinsparung durch eingesparte Kraftwerksleistung auf Realzinsvariationen 241
Tabelle 44: Übersicht über Kosten und Vorteile der Umsetzung der Business Cases „Netzlastmanagement“ (NLM) und „Großhandelsmarkt-Lieferant“ (GHM-L) 241
Tabelle 45: Für Vergleichsrechnung mit Handelssimulation verwendete Preiselastizitäten 246
Tabelle 46: Vergleich der Ergebnisse auf Basis der Handelssimulation mit denen auf Basis von Preiselastizitäten 247
Tabelle 47: Veränderung der Arbeitsproduktivität 2007 bis 2030 für ausgewählte Hochrechnungen 251
Tabelle 48: Nachfrageimpulse nach Produktionsbereichen für das Szenario Mannheim 2030 253
Tabelle 49: Wirkung von Infrastrukturinvestitionen und operativen Kosten auf Erwerbstätigkeit und Bruttowertschöpfung (im Szenario Mannheim 2030) 255
Tabelle 50: Nachfrageimpulse nach Produktionsbereichen für das Szenario Deutschland 2030 257
Tabelle 51: Wirkung von Infrastrukturinvestitionen und operative Kosten auf Erwerbstätigkeit und Bruttowertschöpfung (im Szenario Deutschland 2030) 258
Tabelle 52: Kraftwerkstypen, eingesetzte Brennstoffe und dazugehörige brennstoffspezifische CO_2-Faktoren für die Stromerzeugung in Deutschland 2030 260
Tabelle 53: Nettostromerzeugung und Brennstoffeinsatz der einzelnen Kraftwerkstypen für D 2030 vor und nach der Lastverlagerung 261
Tabelle 54: Veränderungen der CO_2-Emissionen der Stromerzeugung durch Lastverlagerung der betrachteten Geräte in privaten Haushalten (D, 2030) 262
Tabelle 55: Tabelle: Übersicht Testphasen 266
Tabelle 56: Testphase 1 - Anzahl und Verteilung der Absenkungen 266
Tabelle 57: Testphase 2 und 3 - Anzahl und Verteilung der Absenkungen 267
Tabelle 58 Tabelle: Entnahmetemperaturen für den Warmwasserbedarf [Quelle: Feurich: Sanitärtechnik (1995) S. 955] 279

Tabelle 59: Fahrpläne 290
Tabelle 60: Erzeugte und verbrauchte Energie/Energieträger im Betrachtungszeitraum 293
Tabelle 61: energetische Kostenbilanz 293
Tabelle 62: Kosten für die Erzeugung von 1 kWh Wärme 294
Tabelle 63: energetische Kostenbilanz mit Regelenergievermarktung 294
Tabelle 64: Kosten für die Erzeugung 1. kWh Wärme mit Regelenergievermarktung 294
Tabelle 65: Energie- und CO2-Bilanz für zehn exemplarische Feldtestszeiträume im Vergleich mit Referenzzeiträumen (Normalbetrieb) 296

1 Zusammenfassung

Einführung

Zukünftig stehen das deutsche und auch Energiesysteme in vielen anderen Ländern der Welt unter anderem vor der Herausforderung, vermehrt dezentrale sowie fluktuierende erneuerbare Energien in das Energiesystem aufzunehmen. Zur Bewältigung dieser Herausforderung bedarf es einer Kombination von verschiedenen Ansätzen. Hierzu zählen die Verminderung unseres Energieverbrauchs, der Einsatz effizienterer Energieumwandlung bei Erzeugung sowie beim Endkunden, der Einsatz von Energiespeichern, der Ausbau der Energienetze sowie einer intelligenteren Regelung von Energieeinsatz, -verteilung, -speicherung und -verbrauch. Dem letzteren Ansatz eines „smart grid“ widmete sich das Forschungsprojekt „Modellstadt Mannheim“ (moma) im Rahmen des Forschungsprogramms E-Energy von BMWi und BMU.

Moma antwortet auf diese neuen Herausforderungen mit dem Lösungsansatz eines intelligenten „Energieorganismus“. In diesem, an einen Organismus angelehnten, zellenorientierten System können dezentral erzeugte Energien nah am Ort der Erzeugung verbraucht werden. Eine zentrale Steuerung von einer sehr hohen Zahl dezentraler Energieeinspeisungen ist regelungstechnisch (fast) unlösbar. Die moma-Systemarchitektur setzt von daher konsequent auf eine Struktur, welche die Regelungsaufgaben immer so weit wie möglich auf einer „niedrigen“ Zellebene bewältigt: Zum Beispiel soll dies schon innerhalb des Versorgungsobjekts beim Endverbraucher selbst geschehen, wenn bei einem „Prosument“[1] auch Erzeugungsanlagen vorhanden sind. Das Gleiche gilt anschließend auf Verteilnetzebene, auf der ebenfalls Verbrauch und Einspeisung mittels automatisierter Agenten optimiert aufeinander angepasst werden. Erst wenn das auf den niedrigeren Ebenen nicht vollständig gelingt, werden die jeweils nächst höheren Strukturen zur Regelungsunterstützung herangezogen. Außerdem sorgt eine intelligente Steuerung dafür, dass Strom bevorzugt dann genutzt wird, wenn auch viel davon zur Verfügung steht, also zum Beispiel wenn die Sonne scheint oder der Wind weht.

Ein solches System wurde im Forschungsprojekt moma entwickelt und in Feldtests getestet und eingesetzt. Im vorliegenden Bericht werden Ziele, Aufbau und Ergebnisse der Feldtests in Mannheim und Dresden beschrieben. Zudem wurden Simulationen durchgeführt, die technisch, ökonomisch sowie unter Klimaschutzgesichtspunkten diesen moma-Systemansatz mit einem alternativ notwendigen Netzausbau auf Nieder- und Mittelspannungsebene vergleichen[2].

Die folgende Grafik bietet einen Überblick über die in diesem Bericht dargestellten Bausteine und Arbeitsschritte des Projektes:

[1] Prosument = Kunstwort aus Produzent und Konsument

[2] Über die weiteren Arbeitspakete und moma-Beiträge zur Weiterentwicklung des Smart Grid berichtet zusammenfassend der Projektendbericht: Verantwortlicher Konsortialpartner MVV; Kießling, Andreas: Abschlussbericht zum E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma). Beiträge von moma zur Transformation des Energiesystems für Nachhaltigkeit, Beteiligung, Regionalität und Verbundenheit. erschienen in moma. Mannheim April 2013

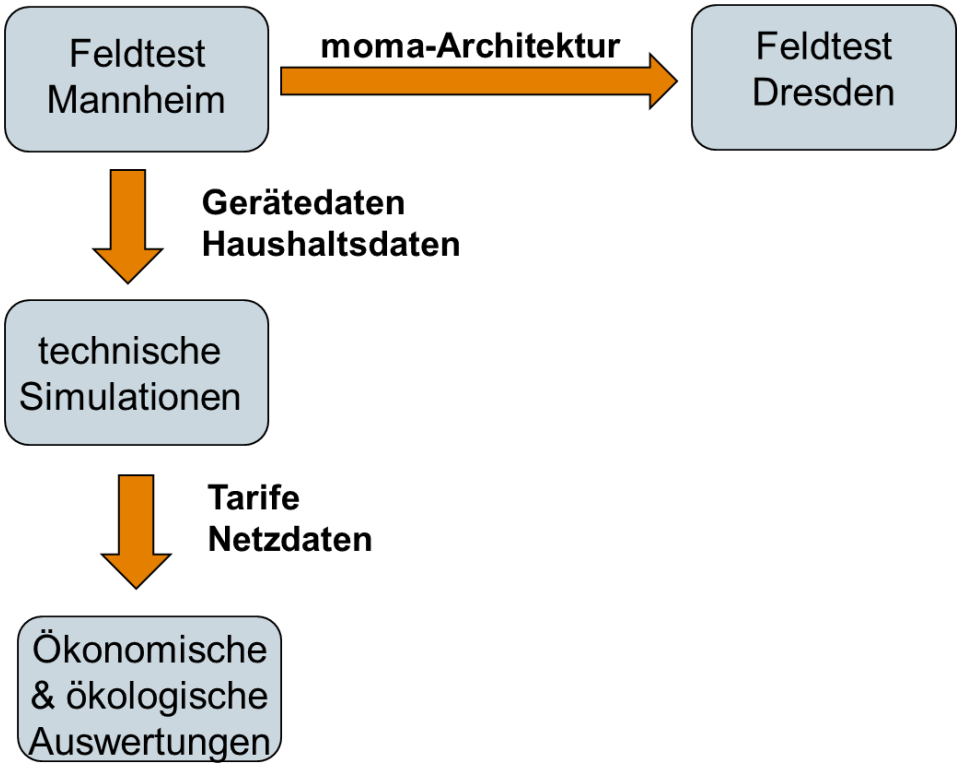


Abbildung Z1: Übersicht über in diesem Bericht beschriebene Inhalte von moma

Beschreibung und Bewertung der entwickelten und eingesetzten IT

Zur Erlangung eines hohen Grades an Flexibilität im zukünftigen Energiesystem, zur Erschließung regionaler und zentraler Chancen, zur Sicherstellung von Verbundenheit im Netz und Markt, von Versorgungssicherheit und Informationssicherheit sowie Datenschutz sowie auch zur Vorbereitung der zukünftig spartenübergreifenden Steuerung entwickelte moma eine flexible Systemarchitektur, die insbesondere den Herausforderungen der wachsenden Komplexität der Steuerung im Rahmen der dezentralen Erzeugung gerecht wird.

Die Komplexität eines Systems kann durch die Zerlegung in kleinere Systeme als eigenständige Regelkreise mit einer beherrschbaren Knotenzahl reduziert werden. In moma erfolgte die Zerlegung von bisher als Gesamtentität zentral geführten Netzen in selbständige aber verbundene Regelkreise mit der Abbildung energiewirtschaftlicher Grundprozesse im zugeordneten Regelkreis sowie die definierte Interaktion mit benachbarten und übergeordneten Netzregionen, aber auch den Kundenanwesen. Die Ausgestaltung der Systemarchitektur erfolgte damit in einer zellularen Topologie mit der Definition der Zelle als selbstoptimierender Regelkreis über drei Handlungsebenen bis hin zur Entwicklung einer integrierenden Infrastruktur in der Systemzelle als oberste Handlungsebene. Es gilt dabei insbesondere, subsidiäre Bestrebungen zu ermöglichen, aber gleichzeitig Verbundenheit im Rahmen des europäischen Verbundnetzes und Marktes zu gewährleisten. Deshalb erfolgte im Rahmen des Projektes eine enge Mitarbeit in der AG Referenzarchitektur innerhalb des EU Smart Grid Mandats M/490. Im Rahmen der Evaluation der Projektergebnisse erfolgte die Abbildung der moma-Architektur auf das Smart Grid Architekturmodell des Mandats M/490, womit die übertragbare Nutzung der zellularen Architektur im nationalen und internationalen Kontext aufgezeigt wurde.

Die erste Handlungsebene innerhalb der zellularen moma-Architektur wird durch die Liegenschaft eines Netznutzers in Form eines Wohn-, Gewerbe- und Industrieobjektes, aber auch eines mobilen Objektes

abgebildet. Diese enthält einerseits das Energiemanagementsystem der Liegenschaft, aber auch eigenständige Energiemanagementsysteme in den Unterobjekten der Liegenschaft, wobei moma diese Systeme als Energiebutler umsetzt. Der Energiebutler kombiniert Energiemanagerfunktionen mit einem Energiemanagement Gateway als bidirektionale Schnittstelle mit der Außenwelt. Er bildet zusammen mit Mess- und Steuereinrichtungen in der Liegenschaft sowie der Schnittstellenfunktion mit der Außenwelt das beim Fraunhofer IWES entwickelte bidirektionale Energiemanagement Interface (BEMI). Die Managementsysteme der Liegenschaft besitzen eine Verbindung zu den Verbrauchsmesseinrichtungen (Smart Meter), wobei die Smart Meter ebenso über eine Kommunikationseinrichtung von Power Plus Communications mittels Breitband Powerline mit der Außenwelt verbunden sind. Die Anwendung des Energiebutlers als anwendungsunabhängiges Energiemanagement Gateway, was die Nutzung zur Kommunikation mit verschiedenen Akteuren und Einsatzfällen ermöglicht, wird durch die zu Projektbeginn gegründete OGEMA-Allianz zur Implementierung einer offenen, hardwareunabhängigen Plattform für Energiemanagementdienste gewährleistet. Eine Hardwarebasis für diese Plattform wurde von Papendorf Systems Engineering entwickelt.

Die Integration des Energiebutlers als Energiemanagement Gateway in Verbindung mit dem Smart Grid führt aber auch zu zunehmender Vernetzung einer kritischen Infrastruktur und damit zur potentiellen Angreifbarkeit. Deshalb sind hier analog zum Smart Meter Gateway Festlegungen zu kommunikationstechnischen Anforderungen bezüglich der Gewährleistung von Informationssicherheit sowie zur Administration des Gerätes zu treffen.

Die zweite Ebene der Systemarchitektur wird durch Netzbereiche als selbstoptimierende Zellen abgebildet, die einerseits auf gleicher Spannungsebene miteinander agieren, aber ebenso als sich wiederholende Zellstruktur hierarchisch über verschiedene Spannungsbereiche aufgebaut werden kann. In den Netzzellen kommunizieren zur Automation von Prozessen von Netz- und Marktakteuren ein Netzautomat sowie zu Lieferanten und Aggregatoren zugeordnete Marktautomaten (Pool-BEMI) in Interaktion mit den Energiebutlern in den Liegenschaften. Entwicklungen hierzu fanden bei Fraunhofer IWES sowie der MVV Energie statt. Ergänzt wird diese dezentrale Infrastruktur durch die dezentrale Messdatenverarbeitung auf Energiedatenservern in Trafostationen von Power Plus Communications sowie die dezentrale Integrationsinfrastruktur alphaCell von IBM Deutschland.

Eine Systemzelle bildet die dritte Ebene, die mittels Integrationsinfrastruktur einerseits die Smart Metering-Infrastruktur aber auch anderseits die IKT in den Zellen derartig zusammenführt, dass der Netzakteur in der Leitwarte des jeweiligen Netzes sowie die Marktakteure mit ihren Enterprisesystemen die notwendigen Daten und Dienste aus der Netzinfrastruktur mit den angebundenen Anlagen und Liegenschaften zur Verfügung gestellt bekommen. Diese Integrationsinfrastruktur, die in moma mittels der alpha-CORE-Infrastruktur von IBM aufgebaut wurde, bildet als Drehscheibe und Träger des Marktplatzes der Energie zusammen mit der Kommunikationsinfrastruktur sowie den Kommunikations-Gateways in den Liegenschaften der Kunden die Grundlage für das erweiterte Energieinformationssystem, das zusammen mit der elektrischen Infrastruktur das Smart Grid abbildet[3,4]

[3] Crotty, Cameron; Utility Players – Data Management technologies underpin energy manufacturers' smart grid efforts; IBM Data Management magazine; Issue 3/2010; AS2_02_05_EEnergy moma Data Management Magazine Article

[4] Schiller, Christian und Fassmann, Stefan: The Smart Micro Grid -IT challenges for energy distribution grid operators; http://www.generatinginsights.com (zuletzt aufgerufen am 22.03.2013)

Über die Definition der Regelkreisarchitektur einer Zelle können verbundene Regelkreise und hierarchisch gegliederte Regelkreise durch eine sich wiederholende Systemausstattung mit gleichen Prozessen geschaffen werden. Damit wird die Verbindung von Liegenschaften im Netz, verschiedenen Netzbereichen in den Verteilungsnetzen sowie die Einordnung in Übertragungsnetze und europäische Supergrids nach gleichen Ablaufschemata ermöglicht. Die Einordnung in die europäische Referenzarchitektur sowie die Ontologie des Smart Energy Systems erlauben die Abbildung von Datenmodellen für Systeme aus Systemen über Komponenten verschiedenster Akteure als Grundlage für Interoperabilität in einem komplexen Gesamtsystem.

Die Skalierbarkeit der moma-Architektur auf ganze Verteilungsnetze ist dadurch gegeben, dass die jeweils eingesetzten Hardware und Softwarekomponenten jeweils nur für eine bestimmte Maximalzahl an Objekten zuständig sind. Wird die Anzahl der Objekte gesteigert, kann über zusätzliche Verteilnetzzellenkomponenten eine Begrenzung zu integrierender Komponenten erreicht werden.

Weiterhin soll das zellulare System autonome Mechanismen im Störungsfall ermöglichen, was in weiteren Forschungsarbeiten auszuprägen ist. Netzbereiche können sich dann erhalten, wenn andere Bereiche ausgefallen sind. Die verteilte Intelligenz kann damit ein Beitrag zur Versorgungssicherheit in einer vernetzten kritischen Infrastruktur leisten, die bei zentralen Systemen angreifbarer ist. Die zumindest zeitweise Autonomie einzelner Teile des Systems, also die Unabhängigkeit von anderen Systemteilen, erhöht die Verfügbarkeit. Eine Objektnetzzelle (= Liegenschaft des Netznutzers) soll, wenn auch mit Einschränkungen, auch ohne Verbindung zum Verteilnetz oder der Systemzelle agieren können. Analog soll eine Verteilnetzzelle zeitweise ohne Verbindung zur Systemzelle funktionieren. Letztlich geht es darum, dass die Funktion des Gesamtsystems nicht durch den Ausfall einzelner Verteilnetzzellen verhindert wird. Dies erfordert, dass keine zu starke informationstechnische Kopplung der Systembereiche erfolgt. Daher wurde eine relativ lose Kommunikationskopplung umgesetzt.

Für den Aufbau eines intelligenten Stromnetzes ist eine robuste, IP-basierte, breitbandige, echtzeitfähige, und überall verfügbare Kommunikationsinfrastruktur erforderlich. Das im moma-Projekt dafür eingesetzte Breitband-Powerline-System erfüllte insbesondere als Haus-IP-Anschluss alle Anforderungen an die Kommunikations-Infrastruktur vollumfänglich. Im moma-Feldtest wurden viertelstündlich Zählerstände bei 800 Festtestteilnehmern erhoben. Im Rahmen des Projektes konnten 96,73 % der Zählerstände direkt (in Echtzeit) zu den Energiedatenservern in den Schwerpunktstationen übertragen werden.

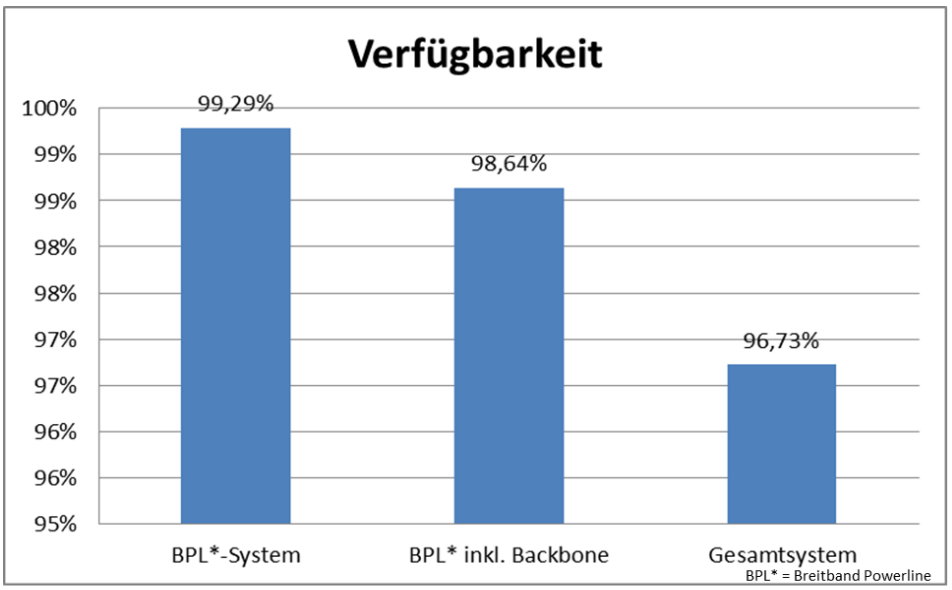


Abbildung Z2: Verfügbarkeit der moma Systemarchitektur

Die im Rahmen der kommenden, vom BSI definierten, Zwischenspeicherung von Messwerten im Smart Meter Gateway sichert die längerfristige Verfügbarkeit der Daten und reduziert damit die Wahrscheinlichkeit von Datenausfällen durch Serverausfälle oder bei einer Störung der Datenübertragung.

Beschreibung der Feldtests in Mannheim

In Mannheim wurden mit MVV-Kundinnen und -Kunden aus privaten Haushalten drei Feldtests durchgeführt. Jeder der späteren Feldtests baute dabei auf den jeweils zuvor durchgeführten auf. Feldtest 1 und 2 können somit als „Pretests“ für den größten und abschließenden Feldtest 3 bezeichnet werden. Schwerpunktmäßig werden hier die Ergebnisse dieses dritten Feldtests beschrieben.

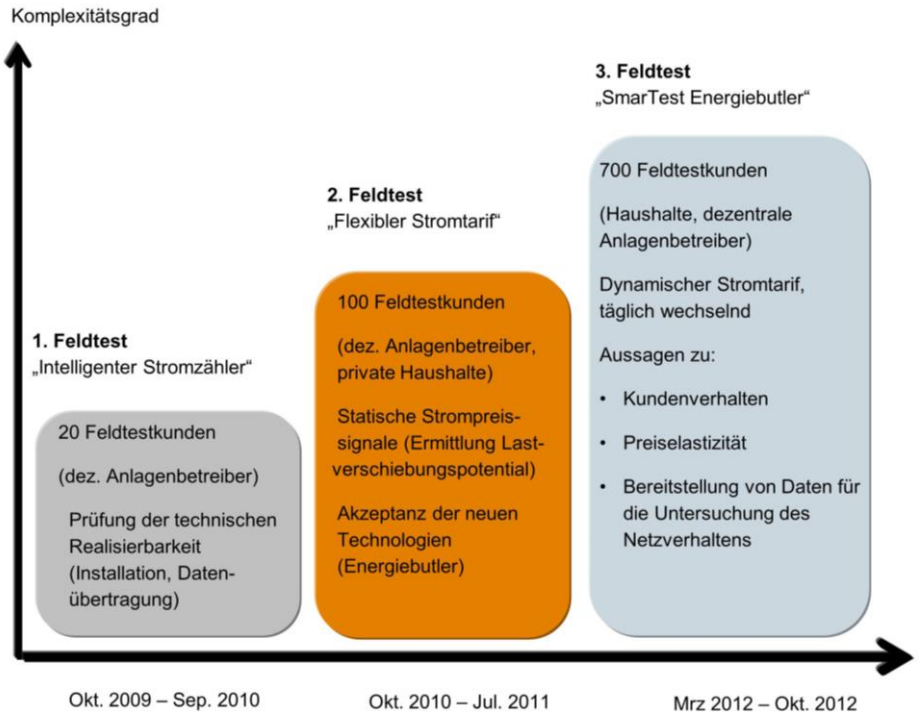


Abbildung Z3: Übersicht über die drei Feldtests in Mannheim

Während im ersten Feldtest im wesentlichen Smart-Meter-Mess- und Datenübertragungstechnik für Verbrauch und Einspeisung im Mittelpunkt stand, wurden in den beiden folgenden Tests wesentliche Teile der oben beschriebenen moma-Systemarchitektur bis hin zum Energiemanagementsystem, Verbrauchsportalen sowie neuen zeitvariablen Tarifen bei den Kunden eingesetzt.

Neben der Prüfung der generellen Funktionsfähigkeit der IT-Technik (s. dazu o.) standen dabei die Akzeptanz der Technik sowie die Reaktion der Haushalte auf die angebotenen Tarife im Fokus der Untersuchungen.

Die Teilnehmer der Feldtests wurden nicht per Zufallsauswahl ausgewählt, sondern meldeten sich auf Grund von Anschreiben, verteilten Flyern und Ansprachen bei Veranstaltungen wegen ihres Interesses an einer Mitwirkung. Die Gewinnung von Teilnehmern stellte sich als vergleichsweise aufwändig heraus, u.a. weil dieser neue Ansatz weder von der Idee noch von den Begriffen her bei den Verbrauchern bekannt war. Neben der eigentlichen Versuchsgruppe, die alle Bausteine des moma-Systems erhielt, wurde eine Kontrollgruppe gebildet, die nur ein Smart Meter (ohne Visualisierung der Daten im Portal) erhielt, um deren Lastverlauf zum Vergleich feststellen zu können.

Im dritten Feldtest wurde ein täglich wechselnder dynamischer stochastischer Tarif eingesetzt, um Aussagen zu einer zeitlich aufgelösten Preissensitivität (über „Preiselastizitäten“) des Stromverbrauchs ableiten zu können. Der Tarifverlauf eines Tages wurde am Vortag mitgeteilt (Day-Ahead-Tarif). Die Strompreise variierten stündlich im Spektrum von 10 bis 40 Cent in 1-Centstufen. Beispiele für Tagesläufe zeigt die folgende Grafik.

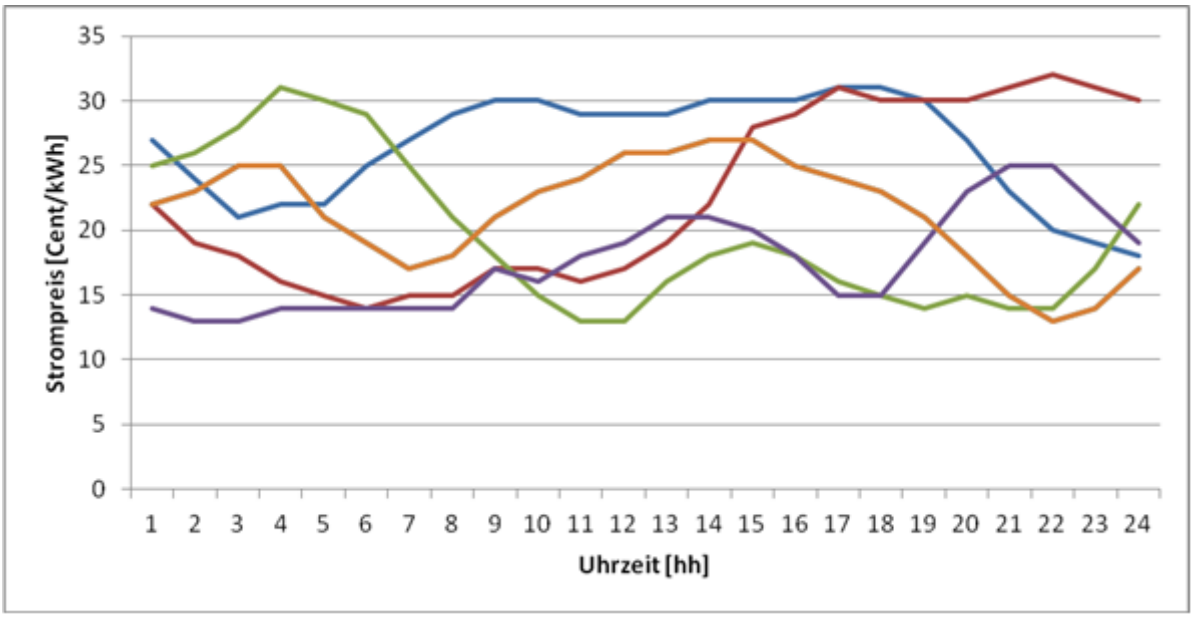


Abbildung Z4: Dynamischer Tarif im Feldtest 3: Beispiele für tägliche Preisverläufe

Abgerechnet wurde bei den Feldteststeilnehmern nach der Best-Price-Methode: Erzielte Stromkosteneinsparungen gegenüber ihrem Standardtarif bekamen die Haushalte am Ende des Feldtests ausgezahlt, mehr als bei ihrem üblichen Tarif mussten sie jedoch in keinem Fall zahlen. Die Feldteststeilnehmer konnten zuvor in einem Internetportal ihre monatlichen Einspar-Ergebnisse einsehen. Einige weitere Bausteine des dritten Feldtests sind in Kapitel 3 beschrieben.

Ergebnisse dritter Feldtest in Mannheim in Hinblick auf Akzeptanz und Kundenreaktionen

Aufgrund der nicht zufälligen Auswahl der Teilnehmenden (s.o.) nahm schließlich ein sehr hoher Anteil von älteren Personen teil, die ihr Haus besitzen und ein hohes Nettohaushaltseinkommen aufweisen. Rückmeldungen auf die Haushaltsbefragungen kamen überwiegend von männlichen und gebildeten Personen. Diese Merkmalskombinationen scheinen typischerweise auf First Mover-Haushalten bzgl. Smart-Grid-Anwendungen zuzutreffen, wie auch andere E-Energy-Projekte feststellten.

Trotz des sehr komplexen und dynamischen Tarifs gab es bei 48 % der Feldteststeilnehmer am Ende des Feldtests weiterhin ein Interesse an der Nutzung eines variablen Tarifs. Nur etwa 10 % der Befragten würden einen variablen Tarif definitiv ablehnen. Die Motivation liegt besonders im Finanziellen (Geld sparen). Am Ende des Feldtests bekamen 99 % der Teilnehmer Rückerstattungen, weil sie mit dem moma-Tarif gegenüber ihrem ursprünglichen Tarif geringere Stromkosten im Feldtestzeitraum hatten. Sie sparten zwischen 0,52 € und 44,71 € pro Monat. Wie hoch die Einsparung ausfiel, war dabei maßgeblich abhängig von dem Tarif, den die Haushalte vor dem Feldtest hatten.

Eine automatische Steuerung der Haushaltsgeräte war ein Teilziel in moma. Eine volle Integration dieser Funktion in die Haushaltsgeräte war aber mangels standardisierter technischer Lösungen nicht machbar. Daher wurde eine Lösung mittels eines modularen Aufbaus aus Energiebutler und Schaltbox[5] prototypisch entwickelt und eingesetzt. Technische Schwierigkeiten dieser Lösung wurden im Einsatz bekannt und weitestgehend behoben. Dennoch wurde die Lösung von vielen der Teilnehmer als zu kompliziert empfunden. Aus diesen Gründen wurde diese Steuerung von nur wenigen Teilnehmern eingesetzt und sie steuerten ihre stromverbrauchenden Geräte überwiegend manuell. Dabei wurde eine Vielzahl von Geräten genutzt: überwiegend Geschirrspüler, Waschmaschinen, Wäschetrockner, aber auch in wenigen Fällen Backöfen, Staubsauger, Raumklimaanlagen und Wasserbetten. Eine Integration der automatischen Steuerung in die Haushaltsgeräte wurde von den Teilnehmern explizit als Verbesserungswunsch genannt. Die in moma entwickelte Schnittstelle zu den Haushaltsgeräten (Schaltbox) hat sich als Basis für deren automatische Steuerung als geeignet erwiesen, kann aber bei Integration in die Geräte noch sinnvoll erweitert werden. Daher kann gefolgert werden, dass die Entwicklung herstellerübergreifender, standardisierter technischer Lösungen unabdingbar ist, wenn eine automatische Steuerung von Haushaltsgeräten in der Fläche umgesetzt werden soll (vgl. Ausblick).

Die Auswertung des Haushaltsstromverbrauchs aller Teilnehmenden der Versuchsgruppe mittels einer Regressionsanalyse ergab eine statistisch signifikante Preiselastizität[6] von -0,106. Durchschnittlich reagierten also die Haushalte auf eine beispielsweise 100 % Preiserhöhung mit einer Verbrauchsreduktion um etwa 11 %. Zudem konnten stündlich aufgelöste Preiselastizitäten statistisch signifikant nachgewiesen werden. Den Verlauf der durchschnittlichen Werte für die Versuchsgruppe für die Werktage zeigt Abbildung Z5. Die Darstellung zeigt, dass insbesondere stark reagiert wurde, wenn die Menschen anwesend und wach waren, und damit eher mehr verbrauchten. Eine Prognose des Preiseffektes für verschiedene Tarife ist unter bestimmten Bedingungen mittels der ermittelten Preiselastizitäten möglich: Prognosen können für den Stromverbrauch einer größeren Gruppe von Haushalten erstellt werden, wenn ein Tarif mit Preisen zwischen 10 und 40 Cent/kWh bei Haushalten zum Einsatz kommt, die mit der Versuchsgruppe in diesem Projekt vergleichbar ist.

[5] Vorschaltgerät zur automatischen Steuerung und Überwachung von Haushaltsgeräten durch den Energiebutler

[6] Die Preiselastizität gibt das Verhältnis von prozentualer Verbrauchsänderung zu prozentualer Preisänderung an.

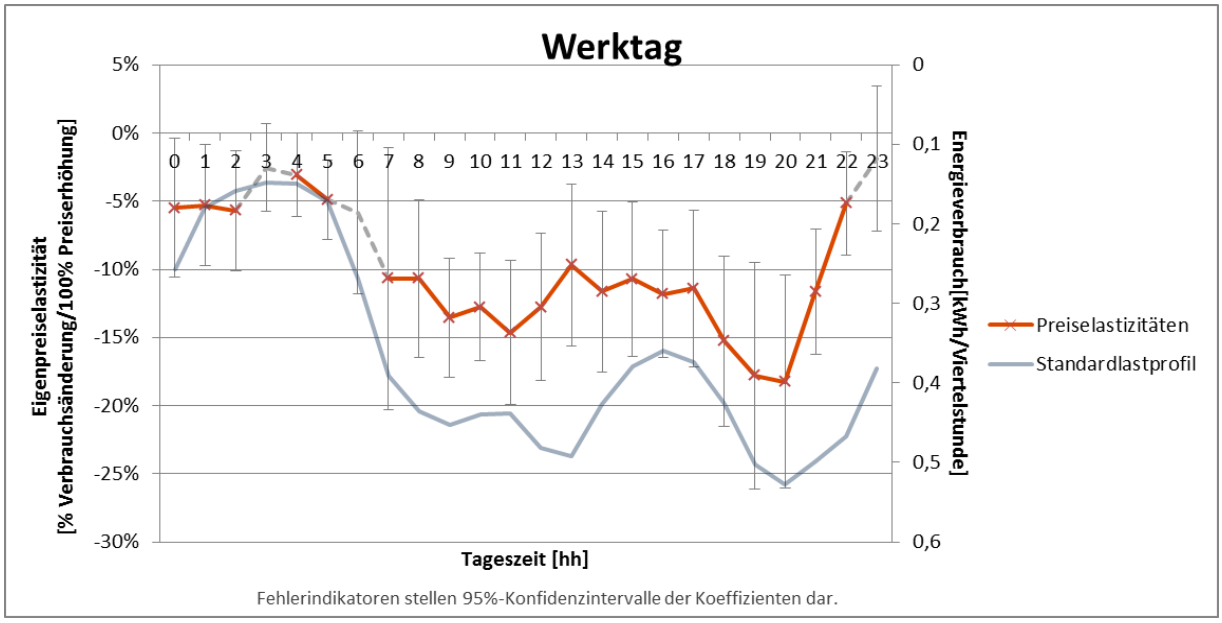


Abbildung Z5: Stündlich aufgelöste Preiselastizitäten des Haushaltsstromverbrauch der Versuchsgruppe sowie das BDEW- Standardlastprofil für Haushalte mit Jahresstromverbrauch von 4000kWh

Bei der Untersuchung einzelner Nutzergruppen ergab sich, dass für alle Haushalte, die angaben, manuell Gerätenutzung zu verschieben, die Preiselastizitäten selbst an Werktagen betragsmäßig auf bis zu 35 % stiegen. In Haushalten, die zusätzlich zur manuellen Gerätesteuerung auch die automatische Steuerung zur Ausnutzung des optimalen Preissignals verwendeten, fällt die Preisreaktion nochmal leicht höher aus.

Auch für die im Feldtest automatisch steuerbaren Geräteklassen Geschirrspülmaschine, Waschmaschine und Trockner konnte eine deutliche Nutzerreaktion auf die variablen Preise nachgewiesen werden, da hierfür Verbrauchsdaten gesondert erhoben wurden. Es ergaben sich Preiselastizitäten von -176 % bis -196 %[7]. Durch die automatische Steuerung wurde die Nutzung von Geschirrspülern und Waschmaschinen teilweise in die Nachtstunden verlagert.

Auf Grund der Feldtestphase von nur 3 Monaten ist es nicht möglich, hinreichend tragfähige quantitative Aussagen zur Veränderung des Jahresstromverbrauchs der Versuchsgruppe im moma-Projekt zu machen. Jedoch weisen Indikatoren darauf hin, dass sich in der Versuchsgruppe der absolute Stromverbrauch gegenüber der Kontrollgruppe nicht änderte. Danach hätte sich der geringe Mehrverbrauch[8] durch die

[7] Es ist durchaus üblich, dass Preiselastizitäten über 100 % steigen, auch wenn das mit der im Text verwendeten Veranschaulichung als eine Preisreaktion bei 100%iger Preissteigerung nicht intuitiv einhergeht. Die hier verwendete (Eigen-)Preiselastizität der Nachfrage ist definiert als (dx/x)/(dp/p)=(dx/dp)/(x/p), wobei x der nachgefragten Strommenge in der entsprechenden Stunde entspricht und p deren Preis. "d" ist der Differentiationsoperator. Die Angaben im Text geben die Elastizitäten - wie üblich - multipliziert mit 100 % an.

[8] Der Mehrverbrauch der moma-Infrastruktur in den Haushalten stellt den aktuellen Stand im Forschungsprojekt dar. Es ist davon auszugehen, dass die nötige (IT-)Infrastruktur nächstens sowieso in den „Smart-Appliances“ integriert ist, so dass zukünftig nicht von einem (wesentlichen) Mehrverbrauch dafür auszugehen ist.

moma-Infrastruktur von etwa 1-3 % des Haushaltsstromverbrauchs mit geringfügigen Einsparungen etwa die Waage gehalten.

30 % der Versuchsgruppe sind nach Abschluss des Feldtests bereit, für eine funktionierende automatische Steuerung und Stromvisualisierung Geld auszugeben, wobei ein Preis von 1-2 € im Monat akzeptiert würde.

Aufgrund der besonderen Zusammensetzung der Versuchsgruppe, der kurzen Feldtestdauer von 3 Monaten sowie des besonderen eingesetzten Tarifs sind die hier gefundenen Ergebnisse nur eingeschränkt auf Haushalte in Deutschland übertragbar.

Technische Simulationen

Es wurden zwei verschiedene technische Simulationen durchgeführt:

a) Simulation einer Verteilnetzzelle (VNZ)

b) Simulation bei interagierenden Verteilnetzzellen

Simulation einer Verteilnetzzelle

Die technische Simulation einer VNZ hatte zunächst das Ziel, die Funktionsfähigkeit der in moma entwickelten Algorithmen zur Regelung einer VNZ zu prüfen und anhand realistischer Netzszenarien zu quantifizieren. Insbesondere sollten Aussagen zu möglichen Einsparungen bei Netzausbau und bei den Netzverlusten getroffen werden. Die betreffende Untersuchung konzentrierte sich auf die Niederspannungsebene. Es wurde zunächst eine Simulationsumgebung geschaffen, mit der sich die zentralen Komponenten – das elektrische Netz, die Energiebutler, der Marktautomat, der Netzautomat sowie vom Netzagenten gesteuerte DER – simulieren ließen. Ergebnis dieser Arbeit ist eine modular aufgebaute Simulation, bei der Marktautomat, Netzautomat und Energiebutler interagieren. Die Interaktion betrifft insbesondere die gezielte Generierung von variablen Kundentarifen. Hierbei verfolgt der Marktautomat eine Maximierung seiner Erlöse bei Einkauf an der EEX mittels variabler Arbeitspreise. Der Netzbetreiber verfolgt die Reduzierung der Netzlast und der Betriebsmittelauslastung mittels variabler Netzentgelte (vaNE). Die endgültigen Kundenpreisprofile kommen durch eine iterative Festlegung von Arbeitspreisen und vaNE zustande, wobei der Marktautomat auf Vorhersagen für EEX-Preise, Einspeisung von Dezentralen erneuerbaren Energieeinspeisungen (in der Simulation nur PV) und den Kundenlastgängen als Reaktion auf die variablen Preise zurückgreift. Der Netzautomat überwacht außerdem Intraday die Spannung an kritischen Netzknoten und nimmt gegebenenfalls eine Spannungsregelung durch gezielte Blindleistungseinspeisung oder Wirkleistungsabregelung von dezentralen Erzeugern vor.

Diese Algorithmen zur Day-Ahead und Intraday-Regelung wurden an einem vorstädtischen Netz und einem Mannheimer Netz für Szenarien im Zieljahr 2030 getestet. Hierbei wurden jeweils ein Referenzfall ohne weitere Maßnahmen, ein Fall mit klassischem Netzausbau sowie die Anwendung der beschriebenen Algorithmen betrachtet. In dem vorstädtischen Netz kam es im Referenzfall zu unzulässigen Spannungsüberschreitungen und Betriebsmittelauslastungen. Diese konnten im Fall Netzausbau durch angenommene Neuverlegung einer 250 m langen Leitung und statische Blindleistungseinspeisung durch DER - teils durch Überdimensionierung von Wechselrichtern bei gleicher Wirkleistungseinspeisung, teils durch Änderung des Verschiebefaktors bei gleicher Nennscheinleistung – behoben werden. Dies gelang anstelle dieser Maßnahmen auch durch Einsatz der Day-Ahead und Intraday-Regelung, wobei hier etwa 3 % geringere Wirkleistungsverluste und 13 % geringere Blindleistungsverluste zu beobachten waren. Dieser Effekt wurde hauptsächlich auf gezielte Einspeisung von Blindleistung zurückgeführt. Im Falle des Mannheimer Netzes wurde im angenommenen Szenario kein Netzausbaubedarf identifiziert, jedoch wurde

nachgewiesen, dass auch hier ein hypothetischer Netzausbau als auch der Einsatz der Day-Ahead und Intraday-Regelung gleichermaßen zur Spannungsstabilisierung verwendet werden kann.

Als Input für die ökonomische Betrachtung wurde die technische Simulation einer VNZ außerdem eingesetzt, um Jahreswerte für die eingespeiste Wirkenergie und die Verlustenergie für den Fall Netzausbau im Vergleich mit Einsatz von Day-Ahead und Intraday-Regelung zu berechnen. Hierbei wurde bei nahezu gleicher Verlustenergie im ersteren Fall eine leicht höhere Einspeisung von Wirkenergie erzielt, die aber durch die oben beschriebenen Maßnahmen im Fall Netzausbau erkauft wurde. Im Ergebnis entsteht dadurch durch Einsatz von Day-Ahead und Intraday-Regelung ein wirtschaftlicher Vorteil.

Schließlich wurde eine spezielle Version der technischen Simulation einer VNZ vorbereitet, um die Reaktion einer mit Energiebutlern ausgestatteten Kundengruppe im Rahmen der Handelssimulation zu berechnen. Diese wurde in der Handelssimulation zur Berechnung weiterer Inputdaten für die ökonomische Betrachtung verwendet.

Simulation bei interagierenden Verteilnetzzellen

In dieser Simulation wurden Mechanismen zur automatisierten Interaktion von Verteilnetzzellen beschrieben. Dabei wurde die Auswirkung auf das Netz betrachtet (Spannungs-, Trafo- und Kabelauslastung, Verluste, usw.). Insbesondere wurde die Auswirkung eines im Projekt entwickelten Verfahren zur Netzstabilisierung anhand eines Mittelspannungs CIGRE Benchmarknetzes getestet. Insgesamt wurden 12 Automaten simuliert, die ihre Ausgangsleistung für die Betriebsführung lokal und koordiniert angepasst haben.

Mit dem eingesetzten Konzept wurde das Zusammenwirken der Verteilnetzzellen über Netz- und Marktautomaten ermöglicht. Darüber wurde eine effizientere Betriebsführung erreicht, bei der Betriebsgrenzen eingehalten werden können: Obwohl die Erzeugung der dezentralen Anlagen wesentlich (um 250 %) erhöht wurde, wurden sowohl Spannungsgrenzen eingehalten, als auch Grenzen der Trafo- und Kabelauslastung.

Die Jahressimulation hat gezeigt, dass für den untersuchten Fall eine Gesamt-Blindleistungskompensation von etwa 1950 Mvarh für die Spannungsregelung notwendig war. Zudem war die optimale Regelung nur zu erreichen durch eine kombinierte Regelung der dezentralen Energieanlagen und die Stufenschaltung der Transformatoren. Die Simulation zeigte, dass hierdurch eine Netzausbaulösung von etwa 18 Kilometer Kabellänge vermieden werden konnte, die ansonsten zur Einhaltung der Belastungsgrenzen des Netzes hätte eingesetzt werden müssen.

Ökonomische und ökologische Betrachtung

Die ökonomische Analyse hat das Ziel, zu einer betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Bewertung der Business Cases (BC) beizutragen, die im Feldtest 3 in Mannheim und in den entsprechenden technischen Simulationen betrachtet wurden. Dabei handelt es sich um den Business Case, in dem der Lieferant die Endkunden dazu bewegt, ihren Stromverbrauch auf Zeiten mit geringen Einkaufspreisen zu verlagern (BC GHM-L), sowie um den Business Case, in dem der Verteilungsnetzbetreiber (VNB) versucht, durch Lastverschiebung die Aufnahmefähigkeit seines Niederspannungsnetzes für dezentral erzeugten Strom zu erhöhen, um dadurch einen Netzausbau zu vermeiden (BC NLM)[9]. Als Anreiz für Lastverschiebungen setzen in dieser Betrachtung Lieferanten variable Energielieferpreise und Netzbetreiber variable Netzentgelte ein. Der Tarif aus Kundensicht ergibt sich aus der Addition dieser beiden

[9] GHM-L ist die Abkürzung für „Großhandelsmarkt- Lieferant“, „NLM“ bedeutet Netzlastmanagement.

Komponenten zuzüglich weiterer fester Bestandteile, wie Steuern. Der vermiedene Netzausbau wurde in der ökonomischen Analyse weniger detailliert als die Lastverschiebungen und nur in der volkswirtschaftlichen Untersuchung betrachtet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass zwar in der oben beschriebenen technischen Simulation einer Verteilnetzzelle – neben deren eigentlichen Zielen - auch auf einige Anforderungen für eine ökonomische Analyse eingegangen werden konnte, dies aber nur eine grobe Abschätzung der ökonomischen Wirkung ermöglichte. Aus dem gleichen Grund ist dieser Teil der Untersuchung auf die Niederspannungsebene begrenzt.

Über die Simulationen und die Feldtests ergeben sich Einschränkungen für die ökonomische Analyse. Moma konzentrierte sich auf Haushaltskunden. Deshalb werden allein die Haushaltskunden betrachtet. Eventuelle Lastverschiebungspotenziale in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungsunternehmen gehen nicht in die Untersuchung ein. Im Bereich Haushalte werden auch nur die zwei genannten Business Cases betrachtet, für die der Feldtest oder die Simulationen Daten liefern konnte. Weitere Business Cases – z.B. über eine Verbindung mit Smart Home oder für einen Bilanzausgleich des Bilanzkreisverantwortlichen – werden nicht berücksichtigt. Von den Haushalten wiederum werden in den ökonomischen Berechnungen nur automatische Lastverschiebungen von Kühl- und Gefriergeräten sowie von Wasch-, Spülmaschinen und Wäschetrocknern als Reaktion auf variable Tarife herangezogen. Aufgrund dieser und weiterer Einschränkungen können die ökonomische Analyse und deren Ergebnisse nicht als eine vollständige Kosten-Nutzen-Analyse eines Smart Grids aufgefasst werden. Auf der anderen Seite erlauben diese Beschränkungen aber, die ökonomische Analyse auf in moma gewonnenen Erkenntnissen aufzubauen.

Verwendet wurden Szenarien für das Jahr 2030, weil bis dahin mit einem hohen Anteil volatiler Erzeugung zu rechnen ist. Deshalb sind für 2030 deutlichere Vorteile einer Lastverschiebung als z.B. im Jahr 2013 zu erwarten. Die Rahmendaten für die Szenarien wurden dabei dem Szenario A der sogenannten „Leitstudie 2010“ entnommen[10]. Als Zielszenario werden in ihm die aktuell gesteckten energiepolitischen Ziele erreicht. Das Szenario sollte damit grundsätzlich mit hier nicht betrachteten energiepolitischen Maßnahmen kompatibel sein.

Räumlich wird die Verwendung variabler Tarife und variabler Netzentgelte für Mannheim und Deutschland untersucht. Dabei wird in der Abgrenzung „Mannheim“ die MVV als First Mover angenommen und eine Beteiligung aller Haushaltskunden auf variable Energielieferpreise untersucht. Auf Basis dieser Annahme kann insbesondere betriebswirtschaftlich untersucht werden, welche Anreize ein einzelnes Energieversorgungsunternehmen hat, variable Tarife einzuführen. Da Mannheim im Vergleich zu Deutschland klein ist, kann hierbei davon ausgegangen werden, dass sich die deutschlandweiten Strompreise durch die Lastverschiebungen in Mannheim nicht ändern. Im Gegensatz dazu wird im Szenario Deutschland, das eine Beteiligung aller Haushaltskunden in Deutschland an variablen Tarifen unterstellt, die Rückwirkung auf die Börsenstrompreise berücksichtigt. Damit können volkswirtschaftliche Aspekte variabler Tarife gut herausgearbeitet werden.

Die Handelssimulation dient primär zur Untersuchung der Auswirkungen von Lastmanagement der weißen Ware in den Haushalten basierend auf variablen Tarifen für den Energiehandel. Sie kommt zu dem Ergebnis, dass gegenwärtig tatsächlich geringe Beschaffungsvorteile (unter Ausblendung auftretender Zusatzkosten) für die Belieferung für Haushaltskunden realisiert werden könnten, wenn nicht nach

[10] Nitsch et al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Studie für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, DLR Stuttgart, Fraunhofer IWES Kassel, IFNE Teltow, Januar 2010.

Standardlastprofil für die Haushalte abgerechnet werden müsste. Durch einen Vergleich der Wirkung zwischen festen und variablen Netzentgelten konnte festgestellt werden, dass variable Netzentgelte die Zielerreichung der Beschaffungsoptimierung reduzieren. Insofern besteht ein gewisser trade-off zwischen den Business Cases Netzlastmanagement (BC NLM) und Beschaffungsoptimierung (BC GHM-L). Allerdings ist diese Verringerung nicht stark ausgeprägt, was darauf hindeutet, dass Netzlastmanagement und Beschaffungsoptimierung überwiegend auf eine Lastverschiebung zwischen ähnlichen Stunden abzielen. Durch einen Vergleich zwischen dem Szenario Deutschland 2030 und Mannheim 2030 konnte die Handelssimulation zudem belegen, dass die Anpassung der Börsenpreise aufgrund der Lastverschiebung die betriebswirtschaftlich erreichbaren Vorteile merklich verringert. Damit wird zum einen ein First-Mover-Vorteil demonstriert; zum zweiten ist hier ein erster Verweis auf eine mögliche Bedeutung der Börsenpreisänderung für die volkswirtschaftliche Analyse gegeben. Der Effekt entsteht durch eine Verschiebung der Nachfrage aus Stunden mit hohen Preisen in Stunden mit niedrigen Preisen. Damit reduzieren sich die Preisunterschiede, was die möglichen Erträge aus einer Lastverschiebung reduziert. Zudem weist die Handelssimulation nach, dass die durch variable Netzentgelte induzierte Lastverschiebung die Netzspitzenlast senkt, was tendenziell zu einem geringeren erforderlichen Netzausbau beitragen könnte.

In der volkswirtschaftlichen Betrachtung konnte eine Vergleichmäßigung der Residuallast festgestellt werden. Damit könnte die erforderliche Leistung an konventionellen Kraftwerken reduziert werden. Dem könnte eventuell aber entgegenstehen, dass die Kraftwerke für eine Bereithaltung einer Reserveleistung erforderlich sein könnten, um auch in Zeiten hoher Last und niedriger Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Versorgung zu sichern. Die ökonomischen Vorteile einer solchen möglichen Einsparung an Kraftwerksleistung sind aber im Vergleich zu den Beschaffungsvorteilen sehr gering.

Für die Beschaffungsvorteile zeigt sich, dass die quantitativ größten Vorteile aus Änderungen der Börsenpreise resultieren. Am bedeutendsten ist dabei eine Senkung des durchschnittlichen Börsenpreises. Diese kommt – bei reiner Lastverschiebung – u.a. dadurch zustande, dass bei hohen Preisen durch kleine Mengenreduktionen große Preisänderungen resultieren können, weil dann wenige Kraftwerke mit sehr hohen Grenzkosten seltener eingesetzt werden, während Lasterhöhungen bei niedrigen Preisen nur zu geringen Erhöhung der Börsenpreise führen, da mit erneuerbaren Energien und Braunkohlekraftwerken dort große zusätzliche Leistungen bei gering bleibenden Grenzkosten aktivierbar sind. Dies führt letztlich zu einer Senkung des Durchschnittspreises. Von diesen Börsenpreisänderungen profitieren auch Verbrauchergruppen in Industrie, Dienstleistung, Handel und Verkehr sehr stark, die sich nicht an der Lastverschiebung beteiligen. In der Tat liegt nach den Rechnungen ein Faktor 4 zwischen den betriebswirtschaftlichen Vorteilen der Haushalte nach Handelssimulation und den auf Börsenpreisänderungen zurückgehenden volkswirtschaftlichen Vorteilen. Die aus Börsenpreisänderungen entstehenden Vorteile können nicht für ein Geschäftsmodell genutzt werden, da die Akteure in der neuen Situation die alten Börsenpreise nicht sehen können. Deshalb ist bei Untersuchungen zu ökonomischen Vorteilen von variablen Tarifen strikt zwischen betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Ansätzen zu unterscheiden. Betriebswirtschaftliche Ansätze können die ökonomischen Vorteile massiv unterschätzen und aus volkswirtschaftlichen Vorteilen kann nicht abgeleitet werden, dass diese komplett – oder auch nur überwiegend - für rentable Geschäftsmodelle genutzt werden können.

Die volkswirtschaftlichen Vorteile, die sich aus einem verringerten Netzausbau durch Nutzung von variablen Netzentgelten für ein Netzlastmanagement im Szenario Deutschland 2030 ergeben[11], sind im Vergleich zum

[11] Für das Szenario Mannheim 2030 ergab sich aufgrund des gegenwärtig vorhandenen, engmaschigen Verteilungsnetzes kein Ausbaubedarf und kein Bedarf an Netzlastmanagement.

Beschaffungsvorteil relativ gering. Allerdings ist gerade in dem Zusammenhang darauf hinzuweisen, dass diese Schätzung relativ unsicher ist und nur die Niederspannungsebene betrachtet wurde. Auf den vorgelagerten Netzebenen könnten sich durchaus erhebliche weitere Einsparungen ergeben. Gerade die netzseitigen Vorteile eines Smart Grids bedürfen vertiefter weiterer Untersuchungen.

Die Struktur der Kosten einer Implementierung von variablen Tarifen weist auf eine hohe Bedeutung von operativen Kosten hin. Diese entstehen überwiegend aus den erforderlichen Vor-Ort-Arbeiten beim Kunden, aus Wartung und Fehlerbehebung und Betreuung der Kunden. Die Schätzung der zukünftigen operativen Kosten ist teils mit sehr großen Unsicherheiten behaftet. Z.B. kann nur grob abgeschätzt werden, inwieweit Kunden bei variablen Tarifen und komplizierterer Technik mehr Rückfragen haben als gegenwärtig. Die hohen operativen Kosten zeigen aber deutlich, dass der Robustheit der Technik und der Usability aus Kundensicht auch aus alleinigen unmittelbaren[12] ökonomischen Erwägungen eine große Bedeutung zukommen.

Ein Vergleich der dargestellten Vorteile von variablen Tarifen mit den Kosten ihrer Implementierung zeigt, dass sich deren Umsetzung in Deutschland 2030 aufgrund der Betrachtung der Auswirkungen der umfassenden Steuerung weißer Ware in den Haushalten möglicherweise volkswirtschaftlich lohnen könnte. Zwar übersteigen in diesem Szenario die Kosten noch die Vorteile, angesichts der Unsicherheiten und der Grenzen der Analyse ist diese Differenz aber klein. Für Mannheim 2030 sieht die Gesamtbilanz ungünstiger aus, was daher rührt, dass kein Netzlastmanagement erforderlich ist, vor allem aber daher, dass keine Wirkung über Veränderungen der Börsenpreise entstehen. Unter den Annahmen für das Szenario Mannheim 2030 ist also eine Beschaffungsoptimierung betriebswirtschaftlich lohnender als im Szenario Deutschland 2030, volkswirtschaftlich ist es aber als relativ ungünstiger einzuschätzen. Auch das weist darauf hin, dass eine Betrachtung von Zeitpfaden eines Smart-Grid-Rollouts für zukünftige ökonomische Bewertungen eine wichtige Ergänzung zur vorliegenden Untersuchung ist. Darüber könnten dann auch weitere Einschränkungen der Untersuchung in dieser Studie – z.B.: Berücksichtigung von Nicht-Haushaltskunden oder weiterer Business Cases – vermindert werden.

Die Ergebnisse der systemanalytischen ökonomischen Untersuchung zu Investitionen und operativen Kosten wurden verwendet, um mit einer Input-Output-Analyse die Wirkung auf Bruttowertschöpfung und Beschäftigung zu schätzen. Die Berechnung ergab für das Szenario Deutschland 2030 eine Erhöhung der Bruttowertschöpfung um rund 700 Mio. €/a und eine Zunahme der Erwerbstätigkeit um rund 11 Tsd. Personenjahre. Auch für das Szenario Mannheim 2030 wurden Zunahmen berechnet, die aber selbst in einem regionalökonomischen Kontext moderat sind. Allerdings sind auch die Veränderungen für Deutschland 2030 im volkswirtschaftlichen Kontext gering. Sektoral zeigt sich im Szenario Deutschland 2030 eine besonders starke Expansion v.a. von Dienstleistungen, die im IKT-Kontext stehen, sowie - deutlich schwächer - von unternehmensbezogenen Dienstleistungen und Handelsdienstleistungen. Eine Verringerung der Wertschöpfung und Erwerbstätigen ist hingegen bei Baubranchen vorzufinden.

Parallel zur ökonomischen Untersuchung wurde betrachtet, welche Auswirkungen die moma-Architektur im Vergleich zu einem Ausbau der Netze auf die Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 hätte. Es zeigte sich, dass sich bei den CO2-Emissionen eine leichte Reduktion ergeben würde (kleiner 1 %), die aus einem veränderten Einsatz des Kraftwerksparks sowie einer geringfügig höheren Einspeisung erneuerbarer Energien resultiert.

[12] D.h., dass mögliche z.B. Auswirkung auf die Reputation eines Unternehmens und deren ökonomischen Bedeutung hier noch gar nicht beachtet werden.

Feldtest Dresden

Ziel des Feldtests Dresden war es einerseits zu zeigen, dass die Nutzung von thermischen Trägheitsreserven von Gebäuden eine innovative Methode zur intensiveren Bewirtschaftung von KWK–gestützten Wärmeverteilungssystemen darstellt und damit ebenfalls zur Flexibilisierung in Energienetzen beitragen kann. Andererseits sollte gezeigt werden, dass die moma-Systemarchitektur, wie sie in Mannheim eingesetzt wurde, prinzipiell auch auf die Steuerung anderer Energieträger sowie für andere Energieversorger übertragbar ist.

Der Feldtest war zweigleisig angelegt, um unterschiedliche Wärmeverteilungssysteme untersuchen zu können:

1. Bewirtschaftung von KWK-gestützten Fernwärmesystemen („Wärmeübergabestation“)
2. Bewirtschaftung von KWK-gestützten Nahwärmesystemen („BHKW-Objektversorgung“)

In beiden Versuchsfällen sollte durch ein zeitlich begrenztes Herabfahren der Wärmeversorgung über die KWK simuliert werden, wie damit negative Regelenergie am Strommarkt angeboten werden kann.

Vom Versuch Wärmeübergabestation (WÜS) betroffen war ein komplettes Sekundärnetz mit etwa 55 Wohngebäuden, einer Kaufhalle, einem Altersheim, einer Kindertagesstätte und einer Schule. Im Falle der betrachteten BHKW-Objektversorgung versorgt ein Heizhaus ein nachgelagertes Inselnetz. Dieses besteht aus einer Grundschule mit angeschlossener Turnhalle und einem Wohngebäude. Das nachgelagerte Wärmeinselnetz wurde während der Testläufe nur noch durch den parallel installierten Pufferspeicher (mit Elektroheizpatrone) versorgt. Bei nicht ausreichender Wärmebereitstellung durch die Elektroheizpatrone fuhr der Gaskessel zur Unterstützung an.

Für die Durchführung der Testreihen wurden Zeiträume mit niedrigem und hohem Wärmebedarf (Tag/Nacht; Wochentage/Sonn- und Feiertage, etc.) ausgewählt. Zudem wurde die Höhe der Leistungsabsenkungen variiert. Für die Absenkungen mussten zudem weitere Rahmenbedingungen berücksichtigt werden, wie zum Beispiel im Versuch WÜS: Dort konnten aufgrund der Fahrweise des Kraftwerks nur in den saisonalen Übergangszeiten Versuche durchgeführt werden.

Im Ergebnis des Dresdner Feldtestes konnte nachgewiesen werden, dass ein temporäres, thermisches Verschiebepotenzial von KWK-Anlagen von bis zu 20 % vorhanden ist, ohne dass Behaglichkeitseinbußen oder Akzeptanzprobleme beim Kunden zu verzeichnen sind. Als begrenzender Parameter konnte im Feldtest WÜS die Trinkwasseraufbereitung identifiziert werden. Auf Basis der gesetzlichen Regelungen darf diese 60° C nicht über längere Zeit unterschreiten. Für weitere Untersuchungen empfiehlt es sich, die (thermische) Belastung der technischen Anlagen detaillierter zu untersuchen und optimierte Fahrweisen zu entwickeln. Der Feldtest BHKW konnte ohne Probleme durchgeführt werden, da hier eine Versorgung mit Wärme stets in voller Höhe gegeben war, da nur die Art der Erzeugung der Wärme unterschiedlich gewesen ist.

Die Untersuchung der ökologischen Auswirkungen beim BHKW zeigte, dass (technisch) sichergestellt werden muss, z.B. durch ein direktes Signal des Netzbetreibers, dass die Elektroheizpatronen nur mit (überschüssigem) Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden, um eine Verringerung der CO_2-Emissionen zu garantieren. Eine Steuerung über den Börsenstrompreis kann dies nicht garantieren, da in Schwachlastzeiten bei gleichzeitig hohem Angebot an Braunkohlestrom sehr niedrige Börsenpreise auftreten können. In solchen Fällen wäre der Betrieb der Elektroheizpatronen möglicherweise wirtschaftlich, aber ökologisch kontraproduktiv.

Bevor verallgemeinerbare Aussagen zur Bewertung der ökonomischen und ökologischen Wirkungen bei Nutzung dieser thermischen Absenkpotenziale in Gebäuden getroffen werden können, müssen jedoch noch weitere Untersuchungen zur Optimierung in Hinblick auf Technik, Ökonomie und Ökologie erfolgen.

Generell konnte durch den Feldtest in Dresden nachgewiesen werden, dass die im Projekt Modellstadt Mannheim entwickelte IT-Architektur in der Praxis auf verschiedene Regelungsaufgaben im Zusammenhang mit Smart-Grid-Aufgaben übertragbar ist.

Ausblick

Die Transformation zu einer Energieversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien erfordert die Erschließung vielfältiger Flexibilitäten bei der Lenkung der Energieflüsse. Die damit verbundenen neuen Mechanismen benötigen wiederum Smart Grids, also intelligente Energienetzwerke mit IKT zur Vernetzung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung sowie zur Abstimmung zwischen Netz und Markt. Das moma-Projekt widmete sich insbesondere der Definition einer Architektur für Smart Grids sowie der Erschließung von Flexibilitäten durch die anreizbasierte Verbrauchssteuerung, durch Nutzung von thermischen Potentialen in Gebäuden sowie durch zellulare Netzführungsmechanismen auf Grundlage einer verteilten Automatisierung in Interaktion von Netz, Markt und Liegenschaften. Dabei wurde insbesondere die Bedeutung der Sicherstellung von Informationssicherheit in einer vernetzten kritischen Infrastruktur herausgearbeitet. Hier konnten erste Konzepte ausgearbeitet und in den Rahmen des EU-Mandates M/490 zur Normung von Smart Grids eingebracht werden. Im Rahmen neuer Forschungsprojekte auf Basis der Ausschreibung „Zukunftsfähige Stromnetze“ gilt es jedoch, ganzheitliche Konzepte für widerstandsfähige Netze weiterzuentwickeln.

Flexibilität wurde in moma insbesondere im Rahmen der zellularen Netzführungskonzepte in der automatisierten Interaktion von Liegenschaften der Netznutzer mit Markt- und Netzmechanismen im Niederspannungsbereich gestaltet. Um die Tragfähigkeit solcher Konzepte im breiten Maßstab zu untersuchen, sind weitere Forschungsarbeiten durch die Simulation ganzheitlicher Netzstrukturen über Verteilungs- und Übertragungsnetze notwendig. Hierzu bietet die Ausschreibung „Zukunftsfähige Stromnetze“ eine gute Forschungsgrundlage. Dabei soll maximale Flexibilität insbesondere durch die verbundene Steuerung von Elektrizität mit Wärme- und Gasnetzen und –speichern erreicht werden. Ebenso ist im zellularen System die Schwarzstartfähigkeit zum Wiederaufbau des Netzes von unten nach oben nach großflächigen Ausfällen zu ermöglichen. Netzzellen können damit einen entscheidenden Beitrag für widerstandsfähige und weniger verletzliche Netze (Resilienz und Vulnerabilität) bieten.

Eine weitere Einbeziehung der Liegenschaften bei der Flexibilisierung des Energiesystems erfordert aber die Definition und Anwendung von Normenprofilen für bestimmte Anwendungsszenarien zur Sicherstellung von Interoperabilität. Weiterhin erfordert dies zum Schutz der Privatsphäre neben den aktuellen Aktivitäten des BSI für ein Schutzprofil für das Smart Meter Gateway auch die Definition von Sicherheitsmaßnahmen für das Energiemanagement Gateway. Die nationale Smart Home-Plattform bietet die Grundlage zur Gestaltung des vernetzten Gebäudes und zu Fortschritten bei der Hausautomatisierung, um das Erzeugungs- und Verbrauchsmanagement in der Zukunft in die Breite führen zu können.

Die Systemflexibilisierung durch Interaktionen zwischen Netz und Markt mit dem Gelb-Mechanismus des BDEW-Ampelmodells wurde auch noch nicht im Konsens definiert. Ansätze dazu wurden im VDE ITG-

Positionspapier 2012 aufgezeigt[13]. Die moma-Empfehlung lautet: variable Netztarife. Weitere Studien werden zu einer Empfehlung an die Politik führen müssen. Eine Empfehlung zur Ausgestaltung eines Flexibilitätsmarktes wurde durch die VKU-Studie[14] zum Marktdesign abgegeben.

Auf Grundlage der im moma-Projekt durchgeführten Feldtests zum Einsatz variabler Tarife konnten umfangreiche Erfahrungen zur Akzeptanz von variablen Tarifen, zur Verbrauchsreaktion auf Preisänderungen sowie zur Ausgestaltung der dafür notwendigen Technik gewonnen werden. Für die Zukunft gilt es weitere Kenntnisse zum Einsatz von variablen Tarifen im gewerblichen sowie insbesondere im industriellen Bereich zu gewinnen. Das Kundenfeedback im Bereich der Privathaushalte lässt darauf schließen, dass eine Teilnahme an variablen Tarifen nicht mit Komforteinschränkung oder durch zu komplizierte Bedienung verbunden sein darf. Insofern ist zu schlussfolgern, dass sich zukünftige Arbeiten für ein Energiemanagementsystem im Haushalt insbesondere auf die einfache Bedienbarkeit konzentrieren müssen, um die Marktfähigkeit zu erlangen. Es besteht also weiterer Forschungsbedarf darin, zu untersuchen, wie Steuerungen beim Endkunden optimal gestaltet werden sollten. Hier ist die Entwicklung eines herstellerübergreifenden, offenen Standards zur Definition von Mindestanforderungen an eine geräteintegrierte Schnittstelle für Elektrogeräte anzustreben.

Die ökonomische Analyse im Projekt hatte das Ziel, zu einer betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Bewertung der Geschäftsmodelle beizutragen, die in Projektfeldtests und technischen Simulationen betrachtet wurden. Die zur ökonomischen Bewertung der monetären Vorteile beim Lieferanten durchgeführte Handelssimulation diente dabei nicht dazu, das komplette monetäre Potential im Haushalt zu bestimmen, sondern primär der Untersuchung der Auswirkungen von Lastmanagement der weißen Ware in den Haushalten basierend auf variablen Tarifen auf den Energiehandel. Die sich dabei im betriebswirtschaftlichen Rahmen ergebenden Handelsvorteile sind aber nur erschließbar, wenn nicht nach Standardlastprofil für die Haushalte abgerechnet werden muss. Die Notwendigkeit zukünftig Verbrauch und Erzeugung durch flexibles Verhalten besser aufeinander abzustimmen, erbringt eine wichtige Begründung zur Anpassung des Marktdesigns. Dies heißt aber auch, dass die Marktentfaltung mit Demand Response-Lösungen erst nach entsprechenden energiewirtschaftlichen Anpassungen zu erwarten ist. Grundsätzlich war aber auch im Projektverlauf in Interaktion mit vielfältigen Verbands- und Gremienaktivitäten zu schließen, dass eine Kombination von variablen Liefertarifen und variablen Netztarifen aufgrund der Komplexität noch weitergehender Untersuchungen und Entwicklungen bedarf. Um eine Abstimmung zwischen Netz und Markt aber trotzdem in naher Zukunft zu ermöglichen, wurden weitergehende Vorschläge für Mechanismen in den Netzen zum Versand von Flexibilitätsanreizen an den Markt gemacht.

Auch am Energiemarkt existieren heute keine ausreichenden Anreize zum Angebot von Flexibilitäten (z.B. flexible Gaskraftwerke, Speicher, ausreichende Preisspreizungen zur Erzielung von Handelsvorteilen bei der Beschaffung) als Anreiz für variable Tarife. Vorschläge für ein Marktdesign zur Erschließung von Flexibilitäten an einem sogenannten Leistungsmarkt hat der VKU gemacht[14]. Zügige Entscheidungen zur Gestaltung des Marktdesigns sind notwendig, um den notwendigen Infrastrukturwandel im Energiesystem sowie neue benötigte Geschäftsmodelle vorantreiben zu können.

---

[13] [VDE12] VDE – ITG-Fokusgruppe; Positionspapier - Energieinformationsnetze und –systeme; Teil A - Verteilungsnetzautomatisierung und Teil B – Geschäftsmodelle VNB; erschienen beim VDE-Verlag; Frankfurt; 10/2012

[14] Verband kommunaler Unternehmen (VKU): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Hrsg. 1.3.2013 bei VKU in Berlin

Für die Beschaffungsvorteile zeigt sich, dass die quantitativ größten Vorteile aus Änderungen der Börsenpreise resultieren. Am bedeutendsten ist dabei eine Senkung des durchschnittlichen Börsenpreises. Die volkswirtschaftlichen Vorteile überwogen also die betriebswirtschaftlichen Vorteile. Diese werden auch erst bei hoher Durchdringung mit Demand Response-Systemen relevant. Die Kosten für die notwendige Smart Grid-Infrastruktur führen aber erst beim Zusammenwirken verschiedener Geschäftsmodelle zu einem gesamtwirtschaftlichen Vorteil. Dies führt aber auch zum Schluss, dass ein Geschäftsmodell, das einerseits einen gesamtgesellschaftlichen Nutzen erbringt, aber die dafür notwendige Infrastruktur nicht allein finanzieren kann und anderseits diese Infrastruktur verschiedenen Akteuren mit ihren Geschäftsmodellen zu Gute kommt, nur durch eine gerichtete Entwicklung dieser Infrastruktur durch einen beauftragten Akteur unterstützt werden kann. Diese Infrastruktur ist dann allen Netz- und Marktakteuren diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Diese Empfehlung hat das moma-Projekt ausgesprochen. Der regulatorische Rahmen dafür ist noch völlig offen, aber zügig zu gestalten, da sich geeignete Geschäftsmodelle sonst nur schwer entfalten können.

Mit den Untersuchungen in Dresden zur Bestimmung thermischer Potentiale in Gebäuden zur Lieferung von Flexibilitäten bei der Elektrizitätserzeugung unter Ausnutzung der thermischen Trägheit von Wärmenetzen oder Wärmespeichern, die mit KWK-Anlagen verbunden sind, sowie dem verbundenen Feldtest wurde zunächst vorrangig die technische Machbarkeit untersucht. Bevor verallgemeinerbare Aussagen zur Bewertung der ökonomischen und ökologischen Wirkungen bei Nutzung dieser thermischen Absenkpotenziale in Gebäuden getroffen werden können, müssen jedoch noch weitere Untersuchungen zur Optimierung in Hinblick auf Technik, Ökonomie und Ökologie erfolgen. Es besteht also gerade im Bereich der Steuerung von Stromnetzen in Verbund mit angrenzenden Energieinfrastrukturen (hier Wärme) noch intensiver Forschungsbedarf bezüglich der technischen Umsetzung, aber insbesondere auch der Bewertung der Flexibilitätspotentiale sowie deren ökonomischen Nutzbarkeit.

Grundlegend konnte in den E-Energy-Projekten die Bedeutung der Flexibilitäten und damit eines neuen Marktsegments aufgezeigt werden. Im Rahmen des Forschungsprojektes konnte nur ein kleiner Teil der potentiellen Flexibilitäten untersucht werden. Die Erschließung von wirtschaftlichen Potentialen aus Flexibilitäten erfordert aber ein angepasstes Marktdesign. Empfehlungen aus dem E-Energy-Rahmen für ein neues Marktdesign waren nicht Projektauftrag und sind damit nur in einzelnen Bausteinen ausgesprochen worden. Der gesellschaftliche Konsens für ein neues Marktdesign ist aber für den Erfolg der Energiewende zügig herzustellen. Grundsätzlich benötigen alle möglichen Flexibilitäten insbesondere unter Einbindung von dezentralen Erzeugern und relevanten Lasten sowie Speichern in den Liegenschaften eine neue IKT-Infrastruktur, die in Verbindung mit dem elektrischen Netzwerk als Smart Grid bezeichnet wird. Dieses Smart Grid sollte durch einen Akteur gerichtet und beauftragt entwickelt werden, um Versorgungssicherheit weiter zu gewährleisten und Informationssicherheit in einer zunehmend vernetzten kritischen Infrastruktur zu gestalten. Dies erfordert dann das diskriminierungsfreie Angebot der Smart Grid-Infrastruktur an alle Netz- und Marktakteure.

2 Einleitung[15]

Einordnung des Projekts Modellstadt Mannheim und sein dezentraler Lösungsansatz

Der Forschungsbedarf des E-Energy Projektes Modellstadt Mannheim (moma) erwächst aus mehreren grundlegenden politischen Veränderungen und neuen Zielen der letzten Jahre. Laut Bundesregierung soll der Anteil erneuerbarer Energien am Strom bis 2020 auf 35% und bis 2030 auf 50% des deutschen Stromverbrauchs steigen. Durch zunehmend dezentrale Erzeugung und steigende Fluktuation auf der Erzeugungsseite bilden sich damit neuartige Anforderungen an Energieversorger, Netze, Endkunden und weitere Stakeholder. Zusätzlich verstärken der durch die Bundesregierung beschlossene Atomausstieg und der damit verbundene Wegfall wesentlicher Grundlastkraftwerke die Notwendigkeit einer flexiblen, an die Erzeugung anpassbaren Stromnachfrage.

Moma setzt diesen neuen Herausforderungen als einen Lösungsansatz einen intelligenten „Energieorganismus“ entgegen. In diesem, an einen Organismus angelehnten, zellenorientierten System können dezentral erzeugte Energien nah am Ort der Erzeugung verbraucht werden. Eine zentrale Steuerung von einer sehr großen Zahl Energieeinspeisungen ist regelungstechnisch (fast) unlösbar. Die moma-Systemarchitektur setzt von daher konsequent auf eine Struktur, welche die Regelungsaufgaben immer so weit als möglich auf einer „niedrigen“ Zellebene bewältigt: Zum Beispiel soll dies schon innerhalb des Versorgungsobjekts beim Endverbraucher selbst geschehen, wenn bei einem „Prosument“[16] auch Erzeugungsanlagen vorhanden sind. Das Gleiche gilt anschließend auf Verteilnetzebene, auf der ebenfalls Verbrauch und Einspeisung mittels automatisierter Agenten optimiert aufeinander angepasst werden.

Erst wenn das auf den niedrigeren Ebenen nicht vollständig gelingt, werden die jeweils nächst höheren Strukturen zur Regelungsunterstützung herangezogen: anschließend an das obere Beispiel wären das dann die Mittel- oder Hochspannungsebenen. Im Rahmen von moma wurde in Simulationen auf Nieder- und Mittelspannungsebene grundlegend gezeigt, dass in einzelnen solcher „Energiezellen“ und auch durch entsprechende Interaktionen zwischen ihnen tatsächlich Beiträge geleistet werden können, um einen ansonsten nötigen Netzausbau reduzieren oder sogar vermeiden zu helfen. Die Beschreibung dieser „technischen“ Simulationen und ihrer Ergebnisse findet sich in diesem Bericht in Kap. 6.3.

[15] Autor: Markus Duscha (IFEU)

[16] Kunstwort aus Produzent und Konsument

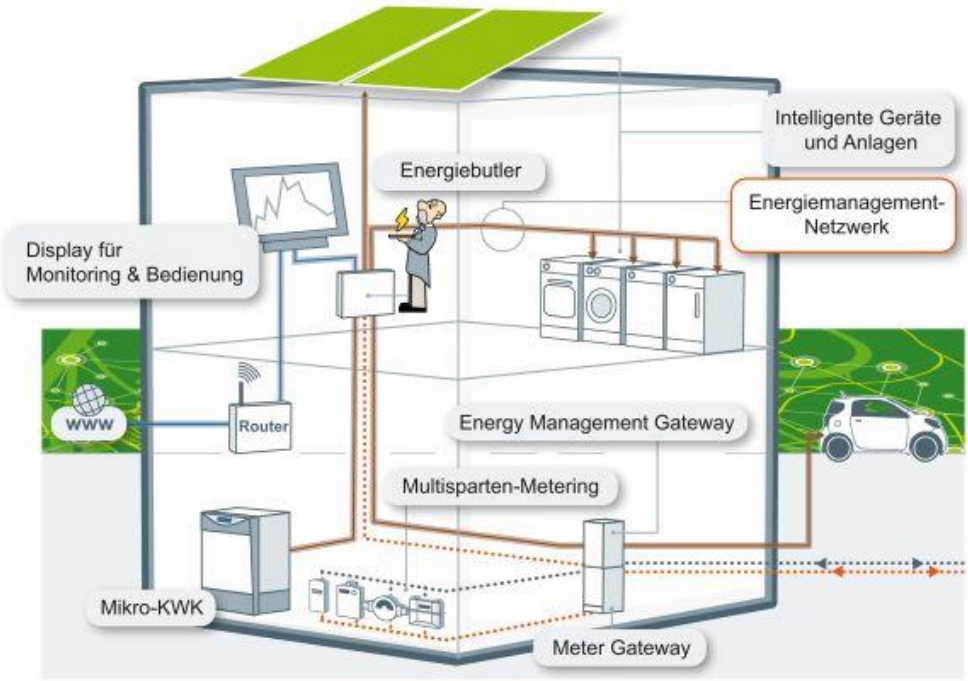


Abbildung 1: Darstellung der moma-Idee

In einem solchen zellularen System ist Informationssicherheit einfacher zu gewährleisten, da die Informationen nur soweit als nötig und aggregiert auf die nächst höheren Zellebenen vermittelt werden. Zudem ist eine Skalierung des Systems möglich. Außerdem sorgt eine intelligente Steuerung unterstützt durch tarifliche Anreizsysteme dafür, dass Strom bevorzugt dann genutzt wird, wenn auch viel davon zur Verfügung steht, also zum Beispiel wenn die Sonne scheint oder der Wind weht.

Ein solches System wurde im Forschungsprojekt moma entwickelt und schließlich in Feldtests getestet und eingesetzt.

Die Architektur sowie ihre Komponenten werden detailliert im Kapitel 4 dieses Berichts beschrieben und dort auch in Hinblick auf ihre Praktikabilität und Weiterentwicklungsmöglichkeiten bewertet.

Um die Vielfältigkeit der Einsatzmöglichkeit dieser moma-Systemarchitektur zu zeigen, wurden einerseits Feldtests in Mannheim mit Kunden und Kundinnen der MVV durchgeführt, in denen eine anreizbasierte Laststeuerung beim Stromeinsatz in privaten Haushalten erprobt wurde. Andererseits wurde die Übertragbarkeit des Systemansatzes durch den Einsatz in Dresden bei Wärmeverteilungssystemen der DREWAG gezeigt. Hier stand die technische Erprobung der Verschiebung von Wärmelasten in einem Insel- und einem Teil des Fernwärmenetzes im Mittelpunkt. Beide Netze werden durch KWK-Anlagen gespeist, so dass durch die Wärmelastverschiebungen schließlich ebenfalls eine Steigerung der Flexibilität im Stromnetz erreicht werden soll. Im Kapitel 8 wird der Feldtest in Dresden mit Schwerpunkt auf seinen informations- und energietechnischen Implikationen beschrieben. Erste ökonomische und ökologische Einschätzungen zu diesen Case Studies werden dort ebenfalls aufgezeigt.

Die Ziele, der Aufbau und der Betrieb der Feldtests in Mannheim werden im Kapitel 3 beschrieben. Kapitel 5 vermittelt die Nutzung und Akzeptanz des moma-Systems durch die Teilnehmenden. Kapitel 5 stellt darüber hinaus die ermittelten Preiselastizitäten sowie Hinweise auf Veränderungen beim Stromverbrauch der Haushalte dar.

Ein Teil der Messergebnisse zu elektrischen Haushaltsgeräten aus den Mannheimer Feldtests fließen auch in die oben erwähnten technischen Simulationen ein. Auf einem Teil dieser Simulationen, in denen die Effekte automatischer Steuerung der weißen Ware (Wasch- und Spülmaschinen, Wäschetrockner sowie Kühlgeräte) in den privaten Haushalten untersucht wurden, bauen zudem ökonomische und ökologische Bewertungen auf. Sie untersuchen, welche Effekte sich für Stromhändler, jedoch auch volkswirtschaftlich sowie unter Klimaschutzgesichtspunkten zeigen könnten, wenn das moma-System im Jahr 2030 in Mannheim oder in ganz Deutschland einen Rollout erfahren hätte. Dabei wird von dem heutigen energiewirtschaftlichen Rahmen ausgegangen, ohne zugleich seine Optimierung oder weitere Tarifoptimierungen betrachten zu können. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen sind im Kapitel 7 (Systemanalytische, volkswirtschaftliche und ökologische Betrachtung) aufgezeigt.

Schließlich wird im Kapitel 9 ein Ausblick gegeben, welcher weitere Forschungsbedarf und welche Entwicklungsmöglichkeiten sich aus den hier aufgezeigten Untersuchungen und Ergebnissen ableiten lassen.

Einbettung dieses Berichts in das Gesamtprojekt moma

Die Entwicklung des moma-Systems war im Projekt in mehrere Arbeitspakete gegliedert. Zum Anfang des Projektes wurden im ersten Arbeitspaket verschiedene Studien durchgeführt. Diese befassten sich unter anderem mit der notwendigen Sensorik und Aktorik, möglichen Geschäftsmodellen, dem Entwurf einer Systemarchitektur oder der Nutzung thermischer Speicher als Energiespeicher. Vor diesem Hintergrund wurden dann in einem zweiten Arbeitspaket die verschiedenen Hardware- und Softwarekomponenten, wiederum auf Basis eines zellulären Systems, entwickelt und getestet. Die Ergebnisse dieser Arbeitsschritte sind in anderen moma-Projektberichten dokumentiert[17].

Im dritten Arbeitspaket erfolgte die Anwendung der entwickelten Technik in Feldtests unter Realbedingungen. Die Beschreibung ihrer Ziele, ihrer Durchführung sowie ihrer Ergebnisse stehen neben der Bewertung der Systemarchitektur im Fokus dieses Berichts. Zudem dokumentiert er die ebenfalls im dritten Arbeitspaket durchgeführten technischen Simulationen sowie die Ergebnisse weiterer Berechnungen zu ökonomischen und ökologischen Bewertungen.

In weiteren moma-Arbeitspaketen wurden wesentliche Beiträge zur aktuellen Normungs- und Standardisierungsdiskussionen zum Thema Smart Grid geleistet sowie Implikationen zur Gestaltung des

[17] Aus den zahlreichen Berichten seien hier beispielhaft aufgeführt:
Verantwortlicher Konsortialpartner: IBM, Mitwirkende Konsortialpartner: Christian Panzer (IBM), Alfred Malina (IBM), Heiko Waldschmidt (ISET), Jan Ringelstein (ISET), G. Schneider (MVV), R. Schultz (MVV), Andreas Kießling (MVV), Jürgen Hermanns (24/7 IT Services), Lars Schwendicke (PPC), Markus Rindchen (PPC), Holger Kellerbauer (UDE), Herr Hänchen (DREWAG); Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 1.9 – **Studie E-Energy moma Security**; erschienen in moma; Mannheim; 31.07.2009
Verantwortlicher Konsortialpartner: ifeu, Mitwirkende Konsortialpartner: Arne Grein (ifeu), Martin Pehnt (ifeu), Markus Duscha (ifeu), Holger Kellerbauer (UDE); Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 1.6 – **Nutzung von thermischen Speichern als Energiespeicher**; Mannheim; 31.07.2009

energiewirtschaftlichen Rahmens untersucht[18]. Zusammenfassend werden alle Ergebnisse des Forschungsprojekts Modellstadt Mannheim im Projektendbericht[19] dargestellt.

[18] Z.B. Verantwortlicher Konsortialpartner: IBM, Mitwirkende Konsortialpartner: Ingmar Bergmann(IBM), Alfred Malina (IBM), Andreas Kießling (MVV), Markus Rindchen (PPC), Herr Marius Rosau/Mike Trautmann (UDE), Herr Dr. David Nestle (Fraunhofer IWES); Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 5.2 – **Konzept zur internationalen Standardisierung**; erschienen in moma; Mannheim; 01.02.2010
Verantwortlicher Konsortialpartner IZES, Mitwirkende Konsortialpartner IZES: Klann, Uwe; Zipp, Alexander; Luxenburger, Martin; IWES: Selzam, Patrick; Engel, Stephan; MVV (Netrion GmbH): Häfner, Mathias:; Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma). Arbeitsschritt 5.7 – **Auswirkungen auf das politische Instrumentarium**. erschienen in moma. Mannheim 15.11.2012

[19] Verantwortlicher Konsortialpartner MVV; Kießling, Andreas: **Abschlussbericht zum E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma). Beiträge von moma zur Transformation des Energiesystems für Nachhaltigkeit, Beteiligung, Regionalität und Verbundenheit**. erschienen in moma. Mannheim April 2013

3 Beschreibung der drei Feldtests

Im Folgenden werden die Ziele und Kernelemente der drei im Rahmen des moma-Projekts durchgeführten Feldtests vorgestellt. Jeder der späteren Feldtests baute auf den jeweils zuvor durchgeführten auf. Feldtest 1 und 2 können somit als „Pretests“ für den größten und abschließenden Feldtest 3 bezeichnet werden.

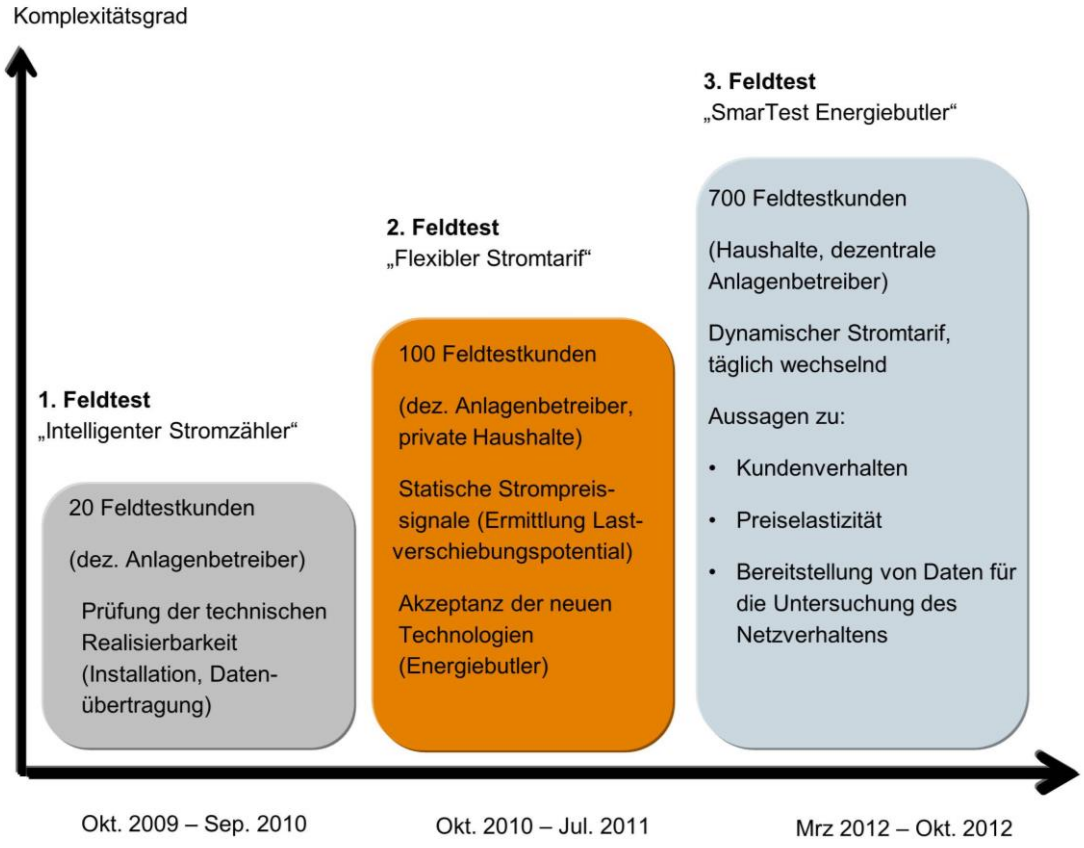


Abbildung 2: Übersicht über die drei Feldtests

In diesem Projekt wurden die beiden Begriffe Feldtest und Feldtest mit unterschiedlichen Bedeutungen verwendet:

Feldtest: Umfasst die Konzeption, Installation, den Test sowie die Durchführung mit und bei den Kunden und schließlich die Deinstallation (von Teilen) der eingesetzten moma-Smart-Grid-Technik.

Praxistest: Aus Gründen der besseren Verständlichkeit beim Kunden wurde in der Außenkommunikation von „Feldtests“ gesprochen, wobei dann der Zeitraum der eigentlichen Durchführung mit und bei den Kunden gemeint war.

Die wichtigsten Grundzüge dieser drei Feldtests werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

3.1 Feldtest 1[20]

Ziel des Feldtests 1 war es Grundlagen für die nachfolgenden Praxisphasen zu schaffen (z.B. Verantwortlichkeiten definieren) und einzelne Prozesse zu implementieren und zu standardisieren. Es wurde die technische Machbarkeit von Metering-Lösungen für Last und Erzeugung geprüft. Im Umgang mit zusätzlichen Informationen, insbesondere zur Auswertung, Weiterverarbeitung und Datensicherung sollten Erfahrungen gesammelt werden. Die Schnittstellen- und Ablaufprozesse, Montageanweisungen und FAQs wurden dokumentiert.

Bei 20 Teilnehmern wurde jeweils ein Smart Meter für den Bezug und die Erzeugung (PV-Anlagen) installiert, so dass in Summe 40 Zähler eingebaut wurden. Der Installationsprozess konnte für das geplante deutlich größere Installationsvolumen der nachfolgenden Feldtests optimiert werden. Die von den Zählern gewonnenen Daten wurden mittels Powerline-Datenübertragung auf einen zentralen Server gespielt. Von dort gelangten die Daten über eine Schnittstelle, die täglich die Messdaten des Vortages beinhaltete, in das MVV Smart Metering Portal (im Folgenden kurz Metering Portal). Dieses wurde gemäß der Anforderungen der weiteren Nutzung in Feldtest 2 + 3 weiterentwickelt. Die Teilnehmer besaßen mittels einer individuellen Kennung die Möglichkeit ihre Daten grafisch aufbereitet und in Tabellenform einzusehen.

Das Metering Portal erfuhr in diesem Feldtest eine deutliche Aufwertung im Bereich der Visualisierung und Bedienungsfreundlichkeit.

Die gewonnenen Erfahrungen halfen in den folgenden Feldtests Automatismen zu entwickeln und größere Stückzahlen mit geringerem Aufwand umzusetzen.

Die Erkenntnisse lagen u.a. in folgenden Themenfeldern: Einführung eines Importprozesses von Stammdaten in das Metering Portal, die Optimierung des Installationsprozesses und die Einrichtung einer Teilnehmerdatenbank.

3.2 Feldtest 2[21]

Nachdem im ersten Feldtest die informationstechnische Anbindung von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen im Mittelpunkt stand, sollte im 2. Feldtest der Schwerpunkt auf die informationstechnische und organisatorische Realisierung einer Zellstruktur auf Ebene des Niederspannungsnetzes und der angeschlossenen Haushalte gelegt werden. In den Jahren 2009 und 2010 wurden die dafür benötigten Komponenten entwickelt und getestet. In 73 von 100 Haushalten erfolgte der Einsatz dieser neuen Komponenten zwischen Oktober 2010 und Juli 2011. Die praktische Umsetzung des Feldtests wird nachfolgend beschrieben:

Der Feldtest 2 unterteilte sich in 3 Projektphasen (Konzeptionsphase, Installationsphase und Test- und Dokumentationsphase). In der Konzeptionsphase wurden die meisten der Anforderungen an die im Feldtest 2 und 3 eingesetzte Software, Hardware, Webportale und Prozesse definiert und dokumentiert (Übersicht in Tabelle 1). Ein zentraler Baustein der Konzeptionsphase war zudem die Erstellung des Kundenkommunikationskonzeptes sowie der Kundenunterlagen (Verträge, Informationsschreiben, Handbücher) und die aktive Akquisition der Feldtestteilnehmer.

[20] Autoren Jürgen Hermanns, Oliver Prahl (MVV Energie AG)
[21] Autoren: Oliver Prahl, Volker Stelzner (MVV Energie AG)

Hardware	Elektronischer Zähler Energiebutler Schaltbox BPL Gateway (Modem, BDKE) Janitza Messgeräte Jeweils für Entwicklungs-/ Test- und Pilotbetrieb: • Portalserver • Integrationsserver I • Integrationsserver II • Sicherheitsserver und Datenbankserver • Headendserver • Installationsracks und Zubehör
Software	Energiebutlersoftware • Remote-Update und -Management-Software • Basis-Framework (Java, OSGi) • Energiemanagement-Software Firmware Schaltbox EDS (Energiedatenserver) Bugtrackersoftware (Bugzilla) Die Alpha Core (Plattform) (für Entwicklungs-/Test- und Pilotsystem): • WebSphere Portal Server • WebSphere Portlet Factory • WebSphere Application Server • WebSphere Process Server • WebSphere Message Broker • Tivoli Access Manager • Tivoli Directory Server • WebSphere Service Registry and Repository • InfoSphere Warehouse Base Edition

	• WebSphere Premises Server • 50x Lotus Expeditor Client • Tivoli Storage Manager • KVS moma Kundendatenbank • IS-U Reports (Stammdatengenerierung)
Webportal	• MVV Smart Metering Portal • Energiebutlerportal • moma App
Prozesse	• Installationsprozess Energiebutler (Installationsanweisung) • Installationsprozess elektronischer Zähler (Installationsanweisung + Messkonzept) • Automatische Verbrauchsdatenerfassung • Betriebsprozesse Billing (SAP) • Qualitäts- und Fehlermanagement Prozess • Stammdaten- und Dokumentations- Prozess • Kommunikationsprozesse (Kunden)

Tabelle 1: Übersicht über die entwickelte und eingesetzte Software, Hardware, Webportale und Prozesse in den Feldtests 2 und 3

Die Umsetzung und Implementierung der Software, Hardware und Prozesse erfolgte bei MVV Energie unter Beteiligung der Soluvia, früher MVV Shared Services Gesellschaften, und mit Unterstützung der moma Konsortialpartner sowie externen Dienstleistern. Insbesondere in der Anfangsphase erforderte die komplizierte Organisationsstruktur einen hohen Informations- und Koordinationsaufwand von Seiten der Projektleitung. Um eine flexible und effiziente Zusammenarbeit der Teammitglieder zu erzielen, war es wichtig, in dieser Phase ein gemeinsames Grundverständnis, gemeinsame Terminologien und ein Bewusstsein für unterschiedliche Denkweisen (Unternehmensphilosophien) sicherzustellen.

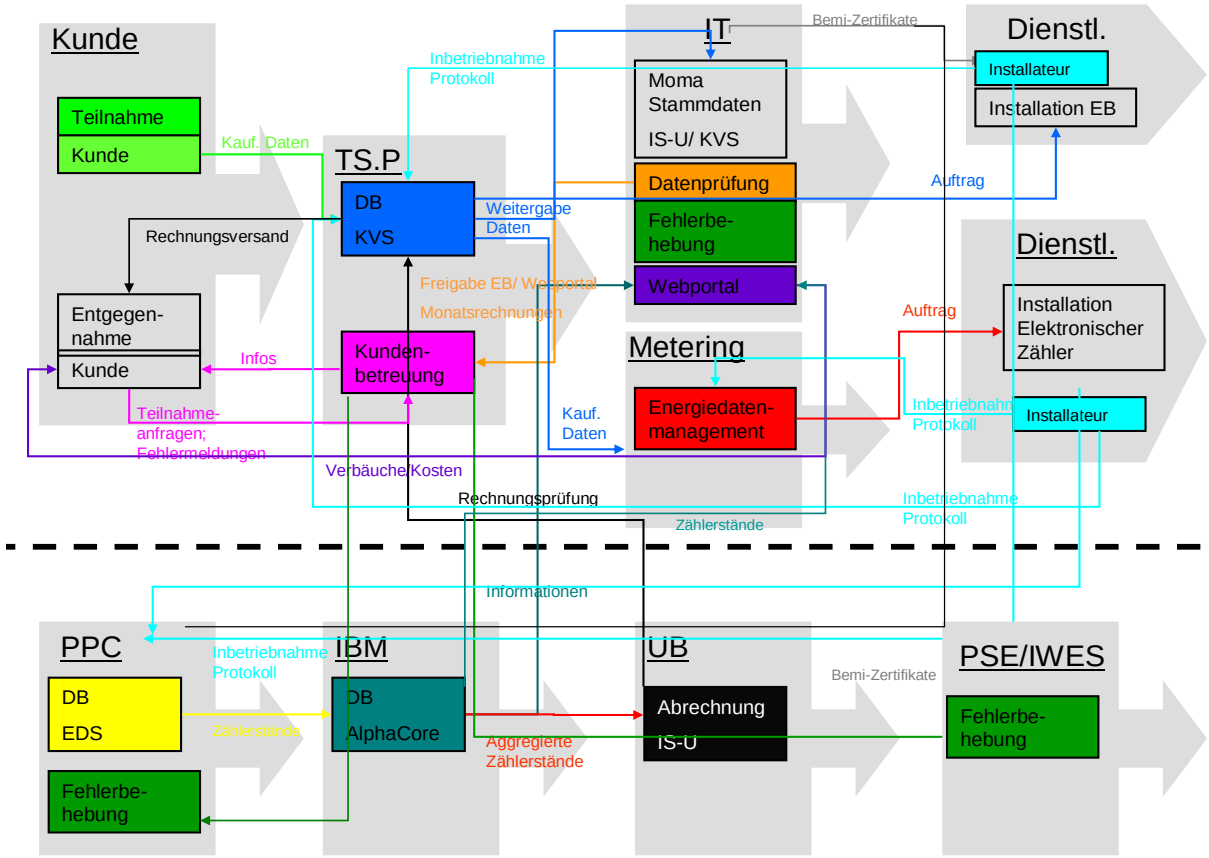


Abbildung 3: Prozessübersicht Feldtest 2 und 3

Der Rollout der elektronischen Zähler und der wichtigsten Prozesse erfolgte vorab im August 2010. Die Installationsphase der weiteren Komponenten im Feldtest 2 wurde im Oktober 2010 abgeschlossen. Die mannigfaltigen Herausforderungen des Projektes in einem heterogenen Umfeld, mit vielfältigen Prozessen und komplexer Organisation, wurden anfangs deutlich unterschätzt. Der ursprünglich geplante Starttermin von Feldtest 2 wurde daher von August 2010 auf Oktober 2010 verschoben. Der Feldtest wurde in 3 Phasen mit schrittweiser Erhöhung der Feldtestkomplexität für die Teilnehmer von Oktober 2010 bis Juli 2011 durchgeführt.

- Ab Oktober 2010 erhielten die Teilnehmer in der ersten Feldtestphase Zugang zu einem Metering Portal (Visualisierung der Stromverbräuche und Stromkosten) und einen variablen aber statischen 2-Stufentarif („moma-Bonus-Tarif“) mit monatlicher Verbrauchsabrechnung. Die Kunden konnten auf der Basis der statisch festgelegten Niedrig- und Hochtarifzeiten für Werktag oder Wochenende manuell ihre Stromverbräuche in die Niedrigtarifzeiten verschieben. Die Monatsabrechnung erfolgte nach dem Best-Price Prinzip, d.h. am Monatsende wurde für die Kunden berechnet, ob für sie die Stromabrechnung nach dem moma Bonus Tarif oder nach ihrem Standardtarif günstiger war.

Abbildung 4: Metering Portal, a) Visualisierung der Stromverbrauchsdaten und b) PV-Einspeisemengen

- Die zweite Phase startete im Dezember 2010. Zu diesem Zeitpunkt waren die Systemtests am Energiebutler noch nicht abgeschlossen. Um weitere Erkenntnisse sowie statistisch belastbare Aussagen über das tatsächliche manuelle Lastverschiebepotenzial der Teilnehmer zu erzielen und diesen einen Anreiz zum Weitermachen zu geben, erhielten die Teilnehmer einen neuen moma Bonus Tarif (Wintertarif). Dieser bestand aus zwei Preisstufen, die statisch angeordnet waren.

Dabei sollten folgende Vorgaben eingehalten werden:

- 2 Tarifstufen (HT = 24,99 ct/kWh; NT = 14,99 ct/kWh; beide Preise inkl. Umsatzsteuer)
- Preisgranularität (-intervall) beträgt 1 Stunde
- Mindestens 4 Stunden pro Tag NT-Stufe
- Mindestens 50 % pro Monat NT-Stufe

Es wurden statische Tagespreisprofile für Werktag und Wochenende festgelegt, die Festlegung erfolgte nach folgenden Kriterien:

- Berücksichtigung von historischen EEX-Preisen und Bedeckungsgradzahlen für Mannheim
- Kostenneutralität des Preisprofils zu dem NOVA-Tarif von MVV Energie unter der Annahme, dass die Kunden gemäß Standardlastprofil H0 Strom verbrauchen
- Maximale HT-Blöcke von 5 Stunden und NT-Blöcke von in der Regel mindestens 2 Stunden, um den Kunden die Möglichkeit zu Lastverschiebungen zu bieten (Evaluierungsanforderung)

Nachfolgend zeigen die beiden Abbildungen Beispiele der festgelegten Preisprofile für den zweiten Feldtest:

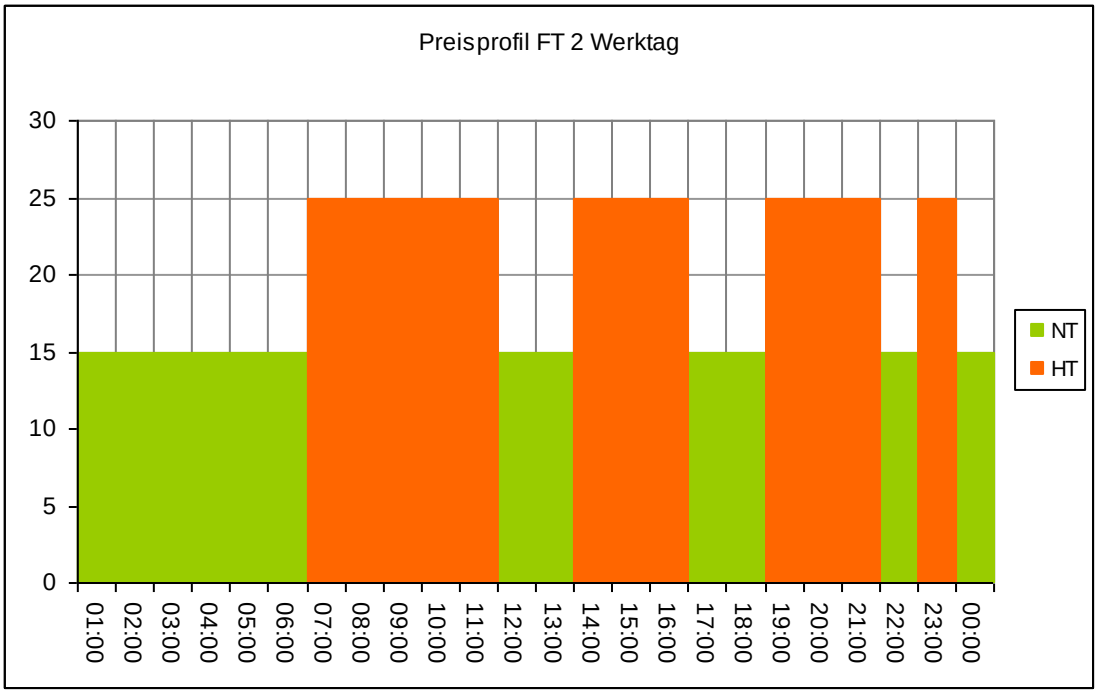


Abbildung 5: Beispiel für ein Preisprofil Werktag Feldtest 2

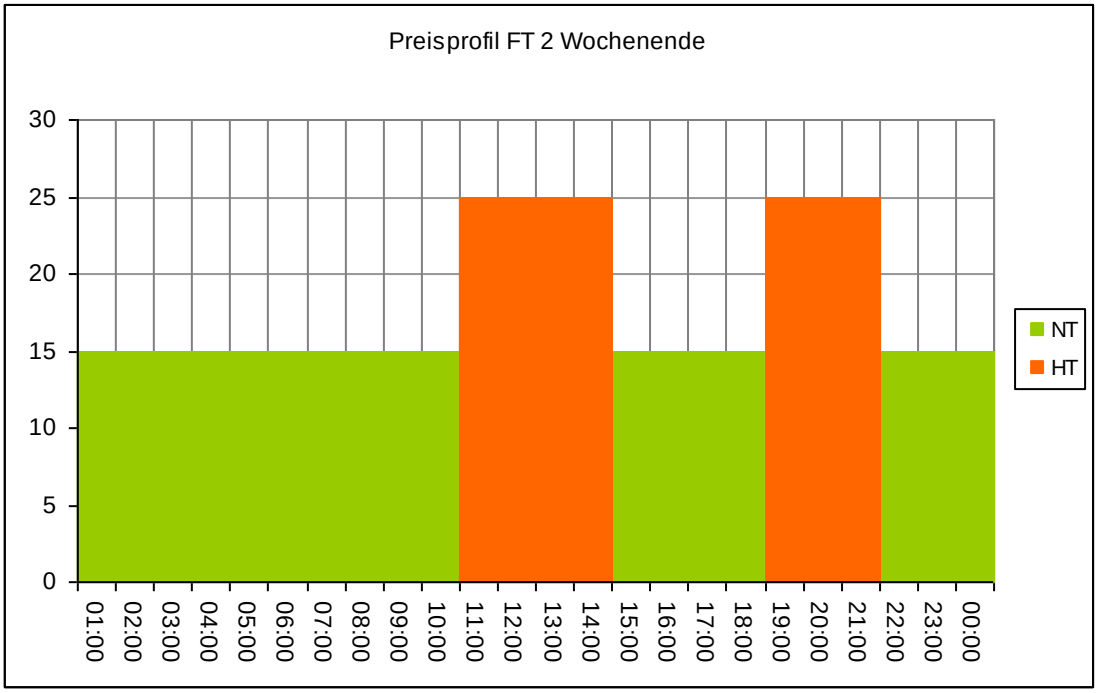


Abbildung 6: Beispiel für ein Preisprofil Wochenende Feldtest 2

Parallel wurde der Energiebutler bei 10 ausgewählten Teilnehmern für Pretests unter realen Umgebungsbedingungen im Feld installiert und in Betrieb genommen.

Im Mai 2011 begann die 3. Phase mit der Inbetriebnahme des automatisierten Energiemanagements (Energiebutler). Die Kunden hatten erstmalig die Möglichkeit, ihre Stromlasten automatisiert mit Unterstützung des Energiebutlers in Niedrigtarifzeiten zu verschieben. Allerdings wurden aufgrund der technischen Komplexität die zur Freischaltung notwendigen Qualitätskriterien nicht erreicht. Die Freischaltung erfolgte daher nur für einen kleineren Teil der Kunden (73). Die Mehrzahl der Kunden hat alternativ manuell Lasten verschoben.

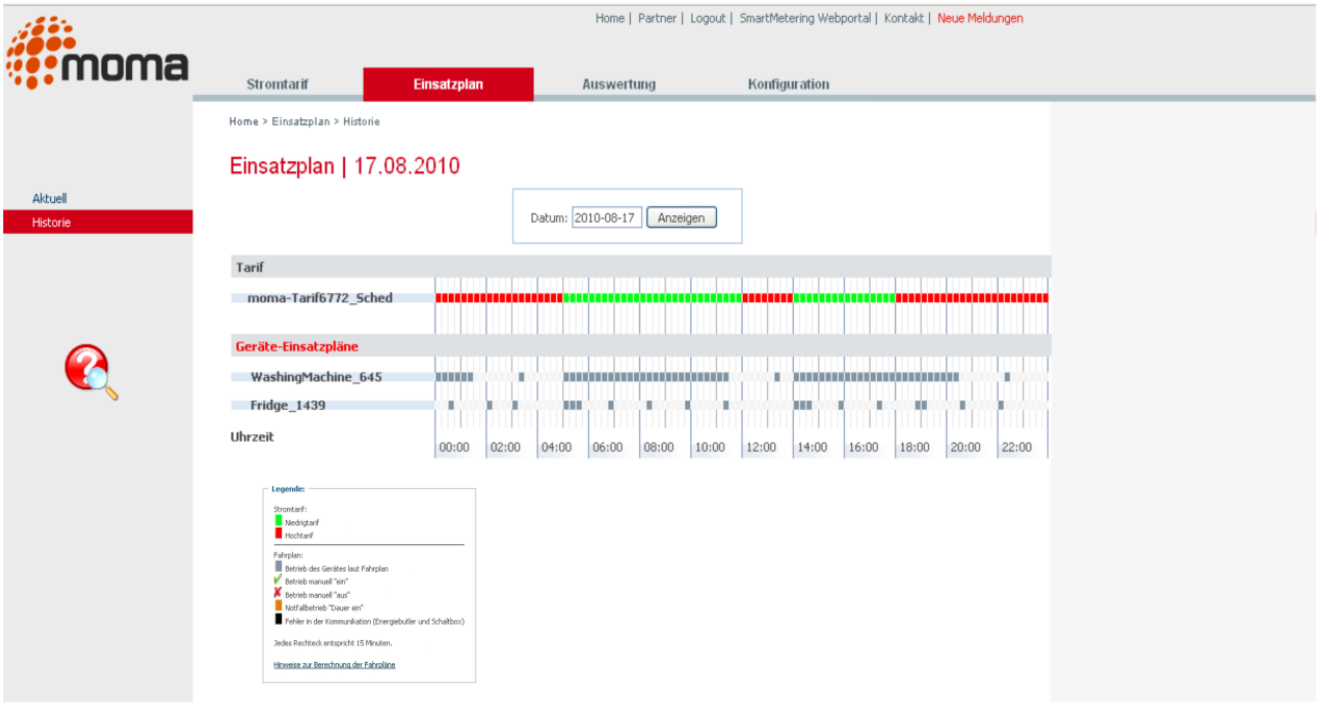


Abbildung 7: Historie Geräte-Einsatzplan im Energiebutlerportal

Zusammenfassend konnten im Feldtest 2 wichtige Erkenntnisse und Ergebnisse für eine erfolgreiche Implementierung erzielt werden, insbesondere zeigt sich die Notwendigkeit bereits zu Projektbeginn Tools für die Visualisierung und Analyse von Fehlern zu implementieren, um sicher zu stellen, dass entscheidende Zusammenhänge und Entwicklungen frühzeitig erkannt werden. Der Feldtest 2 kann daher als erfolgreicher Techniktest bewertet werden, da alle Optimierungspotenziale in den Installationsprozessen elektronischer Zähler und Energiebutler erkannt und gehoben wurden. Zusätzlich wurde die Qualität der Kundenprozesse durch eine personelle Verstärkung des Serviceteams deutlich gesteigert. Zudem wurden ein Fehlermanagement- und ein Qualitätssicherungsprozess implementiert, die sicherstellten, dass zum einen Systemfehler schneller erkannt, analysiert sowie behoben wurden und zum anderen systematisch Kundenfeedbacks und Fehlermeldungen der Partner in die Weiterentwicklung des Energiemanagementsystems (Usability, Performance, Zuverlässigkeit) einflossen. Optimierungspotenziale im Billing Prozess (erfolgte manuell und nicht automatisiert) und eine performanten Darstellung der Stromverbräuche im Metering Portal konnten bis zum Ende des Feldtests nicht abschließend umgesetzt werden. Die Fehlerursachen hierfür wurden erkannt und konnten teilweise bis zum Beginn des Feldtest 3 behoben werden. Weiterhin wurden im Rahmen der mündlichen und schriftlichen Befragung der Teilnehmer, sowie durch eine Analyse und Auswertung der Lastgangdaten durch das IFEU Institut erste Ergebnisse zur Kundenakzeptanz der neuen Technologien und variablen Preistarifmodelle sowie Hinweise auf die erzielten Lastverschiebungen der beteiligten Privathaushalte evaluiert.

3.3 Feldtest 3[22]

Im Folgenden werden der Aufbau und die Durchführung des Feldtests 3 beschrieben. Dieser hatte zum Ziel, das Teilnehmerverhalten in Bezug auf Preiselastizitäten mit einem stochastischen und dynamischen Tarifmodell zu erfassen und zu analysieren. Mit zur Anwendung kommen sollte das Energiemanagementsystem, das eine Lastverschiebung ausgewählter Geräte für die Teilnehmer automatisiert durchführen sollte. Angestrebt wurde die Teilnahme von ca. 1.000 Haushalten, was sich aber aus verschiedenen Gründen nicht realisieren ließ. Die Teilnehmer sollten eine monatliche Abrechnung erhalten um eine zeitnahe Rückmeldung für Ihr verändertes Verhalten zu bekommen. Diese wurde aufgrund von Schnittstellenproblemen nur für einen sehr kleinen Teil der Teilnehmer (22) umgesetzt.

Wie der Feldtest 2 so war auch Feldtest 3 in verschiedene Phasen unterteilt.

1. Phase: Akquise + Installation

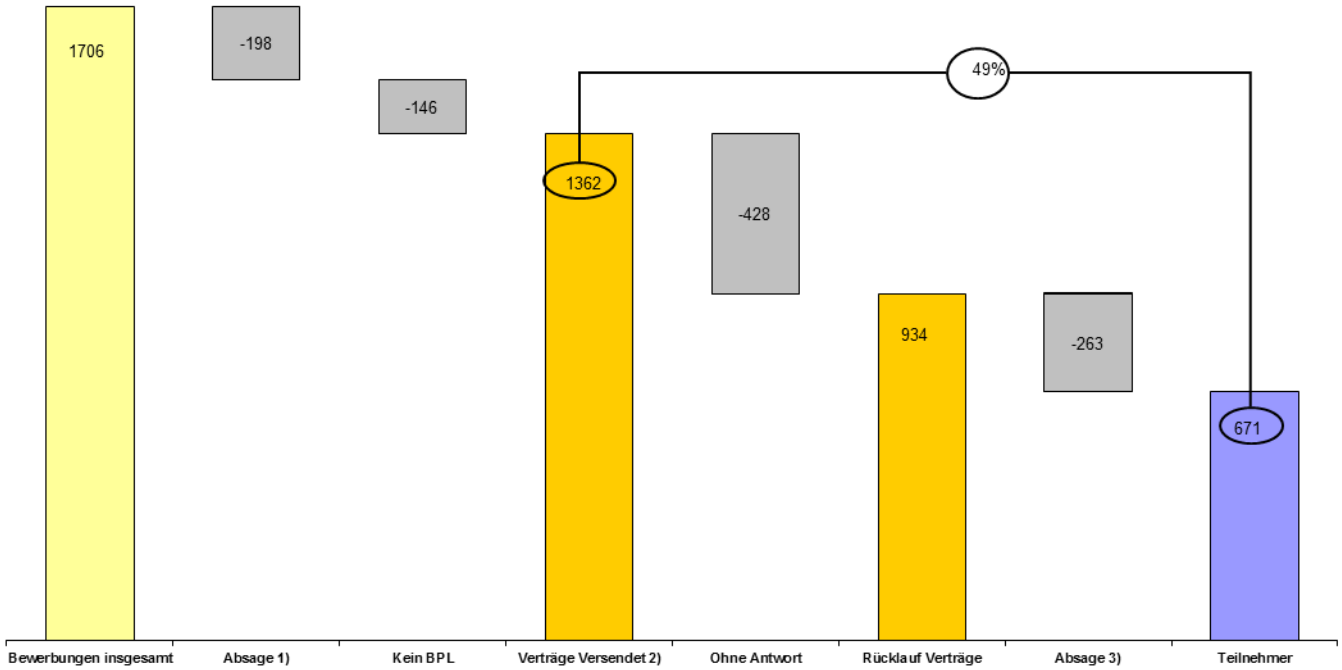
Diese Phase begann als Vorlauf zum dritten Feldtest schon parallel zu Feldtest 2 und dauerte deutlich länger an als ursprünglich geplant. Neben den Teilnehmern der voran gegangenen Feldtests sowie in Mannheim wohnhaften Mitarbeitern der Konsortialpartner wurden weitere Interessenten zur Teilnahme gewonnen. Es zeigte sich, dass sich die Gewinnung einer ausreichend großen Zahl von Teilnehmerhaushalten aufwändiger darstellte als ursprünglich geplant (s. u.a. nachfolgende Grafik). Dies lag zum einen in weiteren Verzögerungen des Feldtests sowie in sich verändernden Anforderungen an die Teilnehmer. Die Teilnahme war gebunden an folgende Bedingungen:

- Wohnsitz in Mannheim
- Stromkunde von MVV Energie
- Wohnhaft im schon vorhandenen Breitband-Powerline-Netz (BPL-Netz)
- Internetanschluss, Mail-Kenntnisse
- Bei Mietern: Zustimmung des Vermieters (für Installationen im Keller)

Aus diesen Bedingungen ergab sich eine ungleichmäßige Verteilung der Teilnehmer über das Stadtgebiet von Mannheim. Zur Gewinnung der Teilnehmer wurde die Kundendatenbank (nach Abgleich über die Postleitzahlen mit dem BPL-Netz) von MVV Energie für Massenmailings genutzt, zusätzlich wurden auf verschiedenen Akquisitionsveranstaltungen (z.B. Tag des Denkmals 2011, Neujahrsempfang der Stadt Mannheim 2012) Interessenten aufgenommen. Eine größere Zahl von Teilnehmern meldete sich über die Homepage bzw. telefonisch an. Positiv wirkte sich die öffentliche Aufmerksamkeit zum Themenfeld SmartGrid und erneuerbare Energien im Umfeld der Hannover Messe im Jahr 2012 auf die Anmeldungen bzw. Anfragen aus (bis zu 30 Anmeldungen pro Tag).

[22] Autoren: Michael Pawlowicz, Oliver Prahl, Volker Stelzner (alle MVV Energie AG), Ruben Korenke (IFEU)

Von den 1362 versendeten Verträgen sind 49 % nutzbar



1) Qualifizieren sich nicht aufgrund fehlender Voraussetzungen oder haben Bewerbung aktiv zurückgezogen

2) Versand per Mail, ab Frühjahr 2011 per Post

3) keine technische Machbarkeit, Einspruch Vermieter etc. Stand: 22-10-2012

Abbildung 8: Übersicht über Entstehung und Zahl der Teilnehmerverträge

Die informationstechnische Infrastruktur im Stromnetz und bei den Kunden wurde konzeptioniert und implementiert und ist in Kapitel 4 ausführlich beschrieben.

Auf den folgenden Seiten werden die einzelnen Komponenten des Energiemanagementsystems näher vorgestellt.

> Für die automatische Steuerung wurde im Rahmen des Projektes Modellstadt Mannheim ein Energiemanagementsystem entwickelt. Der grundlegende Zweck des zu testenden Systems bestand darin, dem Verbraucher zu ermöglichen, seine Haushaltsgeräte intelligent zu steuern, damit er Strom zu günstigen Preisen beziehen kann.
>
> Zusätzlich konnte das System dem Verbraucher detaillierte Daten über seinen eigenen Verbrauch zur Verfügung stellen, um eigenständige Auswertungen zu ermöglichen.

Das System bestand aus einem Energiebutler als zentrale Steuerungseinheit (s. nachf. Abbildung). An diesen über Funk verbunden sollten die Schaltboxen (s. Abbildung 10) das Ein- und Ausschalten der angeschlossenen Haushaltsgeräte (Wasch- und Geschirrspülmaschinen, Wäschetrockner) übernehmen. Der Energiebutler erhielt über die Infrastruktur den Tarifplan für einen Tag im Voraus und ermöglichte somit eine geplante Terminierung des Haushaltsgerätes. Die für den Feldtest geplante Steuerung von Kühlgeräten

konnte aufgrund der Komplexität und einer sehr späten Fertigstellung der dazugehörigen Software nur im Laborversuch umgesetzt werden.

Abbildung 9: Energiebutler aus Feldtest 3

Abbildung 10: Schaltboxen aus Feldtest 3, links Trockenraum-, rechts Feuchtraumausführung

Moma App als Benutzerschnittstelle zur aktiven Einbindung des Kunden

Die moma App wurde als Applikation für mobile Endgeräte und Desktop Computer zur Benutzerinteraktion mit dem Energiebutler entwickelt, dies beinhaltet die Implementierung der Applikation in die Systemarchitektur der Modellstadt Mannheim. Entsprechend der Vision des „energetisch emanzipierten Kunden“, welcher ein aktiver Teilnehmer am Energiemarkt ist und sich mit seinem Energieverbrauch auseinandersetzt, wurde eine Applikation entwickelt, welche die Feldtestkunden zu einem solchen Verhalten anregt. Ziel war es unter dem Aspekt der Usability (Benutzerfreundlichkeit) eine benutzerfreundliche Oberfläche zu schaffen, welche die wichtigen Informationen zum eigenen Energieverbrauch visualisiert und einen Anreiz bietet sich mit diesen Informationen auseinanderzusetzen. Des Weiteren soll der Kunde sich nicht nur auf seinen Verbrauch konzentrieren, sondern auch aktives Energiemanagement betreiben, um die Energieeffizienz seines Haushaltes zu steigern.

moma App als zentrales Steuerelement

Es wurde daher eine neue Benutzerschnittstelle entwickelt, welche dem Kunden auf eine einfache und verständliche Weise die Interaktion mit dem Energiebutler ermöglichte.

Diese neue Schnittstelle wurde im Teilprojekt „moma App“ in Form einer App umgesetzt. Apps, eine Kurzform von Applikationen, sind Programme für mobile Endgeräte, die einfach gestaltet sind und intuitive Benutzeroberflächen nutzen, um dem Nutzer einen intuitiven und den Aufgaben angemessenen Umgang mit der Software zu ermöglichen. Zu solchen Geräten gehören Smart Phones und Tablet PCs. Im Rahmen des Teilprojektes moma App wurden 100 Tablet PCs einer zufällig ausgewählten Gruppe von Teilnehmern zur Verfügung gestellt. Damit die restlichen Teilnehmer, welche keinen Tablet PC erhalten haben, dennoch die

neue Benutzerschnittstelle nutzen konnten, wurde die App ebenfalls als Desktop Client entwickelt, welcher über die gleichen Funktionalitäten verfügte, mit Ausnahme der Gestensteuerung eines Tablet PCs.

Die Applikation stellte meist die Daten aus mehreren Schnittstellen in einem Screen dar, die nicht nur als Text sondern auch als grafische Darstellungen in Form von Diagrammen vorliegen, siehe Abbildung 12: Screenshot des Dashboards der moma App

Um dem Kunden lange Wartezeiten zu ersparen und somit eine benutzerfreundliche Schnittstelle zu seinem Energiemanagementsystem zur Verfügung zu stellen, war es unabdingbar, dass die Applikation über eine ausreichende Leistung verfügt. Die tatsächliche Performance der App hängt jedoch von den genutzten Schnittstellen und deren Verbindungsqualität ab (s. Abbildung 11).

Abbildung 12: Screenshot des Dashboards der moma App

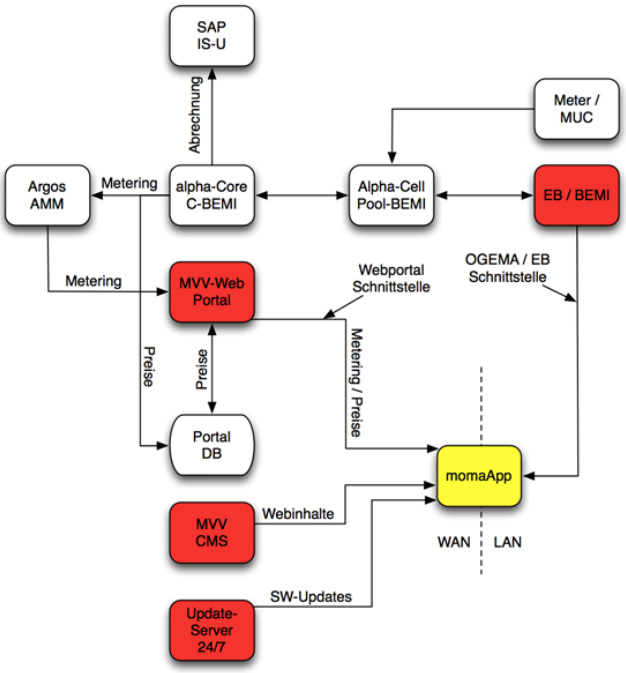


Abbildung 11: Schnittstellen der Applikation zu anderen Systemen

Bis zum zweiten Feldtest des Projektes erfolgte die Bedienung des Energiemanagementsystems über das Energiebutler-Webinterface. Die im Projektverlauf gesammelten Erkenntnisse wie auch Änderungswünsche seitens der Kunden, die in Kundenbefragungen aufgenommen wurden, haben aufgezeigt, dass das vorhandene Benutzerinterface den aktuellen Anforderungen an Usability nicht gerecht wurde und den Kunden daran hinderte, das bereitgestellte Energiemanagement in vollem Umfang zu verwenden und zu akzeptieren.

Das zur Betreuung der Teilnehmer notwendige Informationsmaterial (Handbücher, Kurzfilme im Internet zu den Technik-Komponenten) wurde erstellt. Die Verteilung erfolgte über verschiedene Kommunikationskanäle (Homepage, Tel. Hotline, Email, AppNews).

Phase 2: Unterteilung der Teilnehmer in Gruppen

Die große Zahl an Teilnehmern wurde in verschiedene Gruppen[23] eingeteilt. Es bestanden die Versuchs- und die Vergleichsgruppe:

- Versuchsgruppe (523 Teilnehmer): Die Teilnehmer dieser Gruppe erhielten einen Smart Meter, ein Energiemanagementsystem, Zugriff auf Ihre Verbrauchsdaten im Metering Portal sowie eine App auf Ihrem PC. Mit der App konnten Sie die angeschlossenen Haushaltsgeräte automatisch steuern. Ein kleiner Teil dieser Gruppe erhielt zusätzlich noch eine monatliche Stromabrechnung. Einige Teilnehmer wurden mit einem Tablet PC mit der installierten App ausgestattet. Die Gruppe 1 startete in Stufen mit zunehmender Komplexität am 01.03.2012 in den Feldtest.

- Vergleichsgruppe (148 Teilnehmer): Deren Teilnehmer erhielten nur einen Smart Meter, ansonsten aber keine Informationen zu Ihrem Verbrauch oder ein Energiemanagementsystem. Diese Teilnehmer erhielten über das Metering Portal nach Ende des Feldtests Einblick in ihre Verbrauchsdaten für die Zeit des Feldtests. Die Werte dieser Gruppe wurden genutzt um den Verbrauchswerten der Versuchsgruppe durch Informationen unbelastete Werte gegenüber stellen zu können.

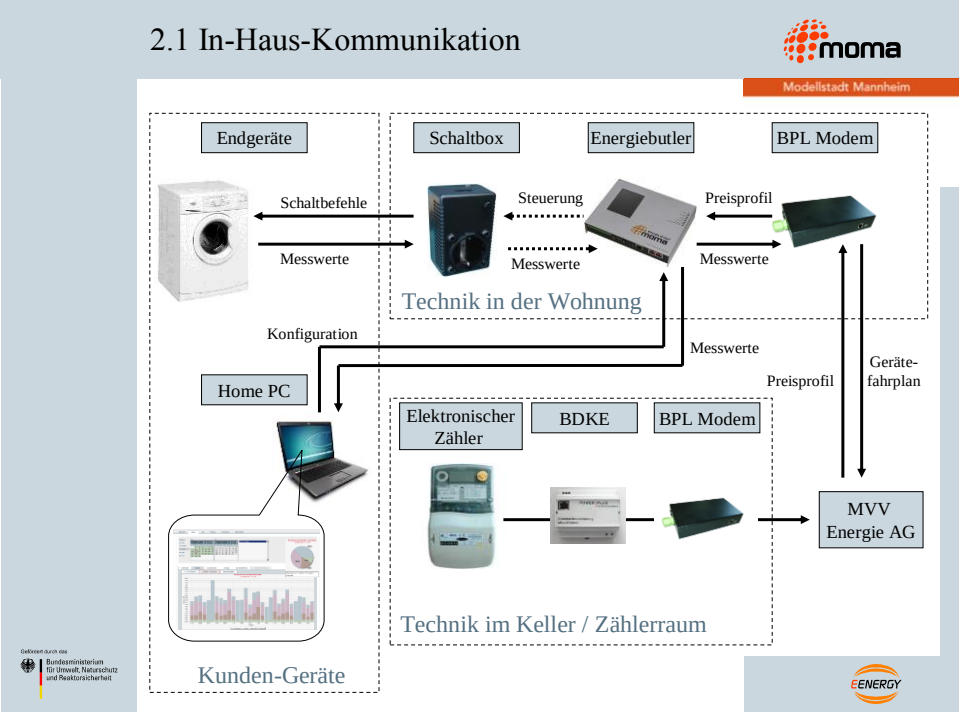


Abbildung 13: im Feldtest 3 eingesetzte Hardware

[23] Es gab in Summe drei Gruppen, die tw. in sich unterteilt waren. Die Versuchgruppe wurde noch in zwei nahezu gleichstarke Gruppen unterteilt, da sich bei manchen Teilnehmern der Zeitraum zwischen Anmeldung und Start des Praxistests wegen der Verzögerungen sehr in die Länge zog. Innerhalb dieser beiden Gruppe bestand noch eine kleine Gruppe mit Pretest-Teilnehmern, die u.a. Software-Updates zuerst erhielten und auf Funktion testeten.

Die vorstehende Abbildung gibt einen Überblick über die in den Teilnehmerhaushalten installierten Geräte.

Phase 3: Feldtest Durchführung

Für die Teilnehmer mussten zahlreiche Handbücher bzw. kurze Bedienungsanleitungen für die verschiedenen Komponenten erstellt werden. Teilweise konnte auf Vorlagen aus Feldtest 2 zurückgegriffen werden, die aber aufgrund der Weiterentwicklung aktualisiert wurden. Folgende Dokumente wurden erstellt:

- Energiebutlerhandbuch
- Beiblatt zum Energiebutler
- Handbuch Metering Portal
- Handbuch moma App
- Handout moma App
- Nutzungsanleitungen für Waschmaschine, Geschirrspüler sowie allgemein für die Schaltboxen
- Kurzanleitung Neuinstallation App
- Kurzanleitung Deinstallation App für Tablet PC und PC
- Einstellung feste IP für Tablet PC und PC

Zusätzlich zu den oben genannten Dokumenten wurden noch kurze Filme produziert sowie im 2-wöchigen Rhythmus Hinweise über die App News an die Teilnehmer weitergegeben. Im Feldtest 2 wurde ein interaktives Modell, das die grundsätzlichen Ideen hinter moma erklärt, erstellt und über einen längeren Zeitraum im Kundenzentrum von MVV Energie ausgestellt.

Feldtest 3-Tarif

Wesentliches Ziel von moma ist es zu zeigen, ob und wie variable Strompreise sich auf den Stromverbrauch auswirken. Die durch die variablen Preise entstehende Flexibilität des Stromverbrauchs soll dann beispielsweise zur Netzlastoptimierung, zur Einbindung lokaler erneuerbarer Stromerzeugung oder zur Optimierung des Stromeinkaufs an der EEX genutzt werden. Da der zukünftige Energiemix, die Preisbildungsmechanismen sowie der zeitliche stundenaktuelle Angebotsmix- sowie Preisverlauf heute nicht bekannt sind, ist unklar, wie gewünschte zukünftige Verbrauchsreaktionen und damit auch passende Preisprofile aussehen werden

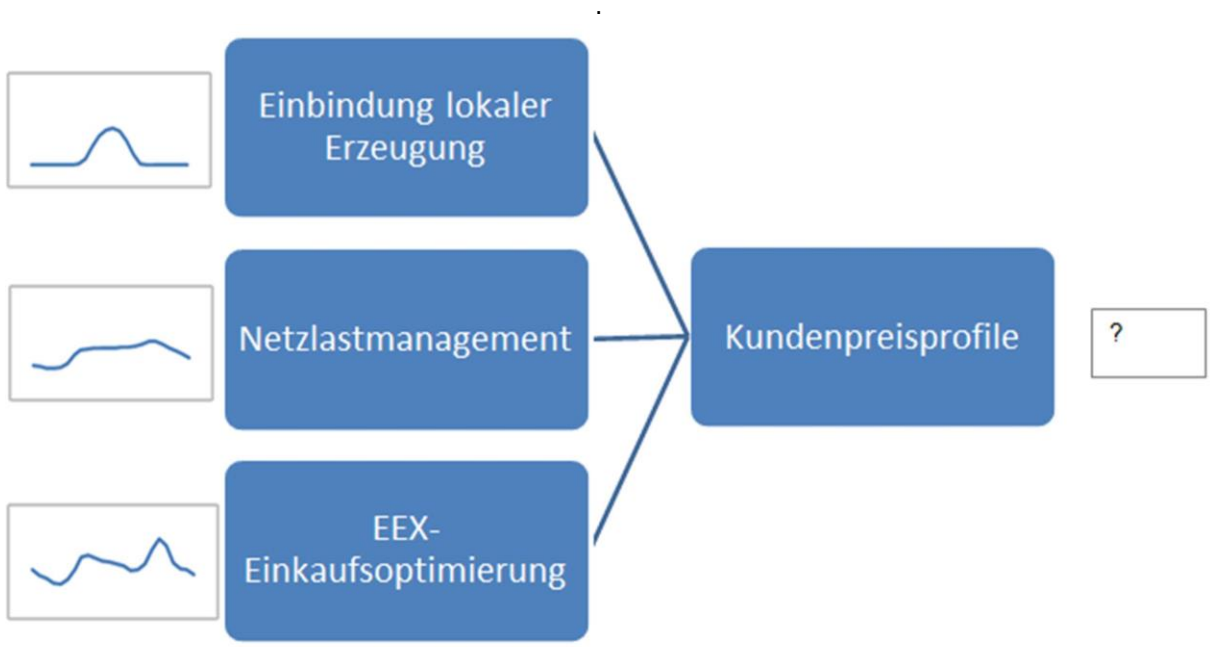


Abbildung 14: Einflussfaktoren Kundenpreisprofile

Ziel der Tarifgenerierung im dritten Feldtest war es daher, den Einfluss der Preise auf den Stromverbrauch möglichst verallgemeinerbar zu bestimmen. So könnten zukünftig, basierend auf einer größeren Datenbasis, Verbrauchsreaktionen für beliebige Preisprofile prognostiziert werden.

Um den Effekt der variablen Preise auf den Stromverbrauch von anderen Faktoren isolieren zu können, müssen variable Preise geschickt gewählt werden. Der Preis sollte nicht mit anderen Faktoren für den Stromverbrauch wie beispielsweise Tageszeit oder Wetter korrelieren, da sonst nicht bestimmt werden kann, ob eine Verbrauchsveränderung beispielsweise vom Wetter oder von den variablen Preisen ausgelöst wurde. Um dieses Problem, das in der Ökonometrie auch als Multikollinearität bekannt ist, zu beheben, wurden im Feldtest 3 die Preise - innerhalb eines bestimmten Rahmens - zufällig gewählt.

Die Rahmenbedingungen waren dabei:

- Preisspanne: 10-40 Cent
- Keine Änderung der monatlichen Stromkosten für nach Standardlastprofil verbrauchende Kunden
- Möglichkeit von Kosteneinsparungen für Kunden mit Lastverlagerung
- Der Tarif sollte Preiszwischenstufen aufweisen, d.h. nicht Hoch- und Niedrigpreisstufen sondern auch Zwischenschritte enthalten.

Rein theoretisch gibt es bei Preisen in der Spanne von 10 bis 40 Cent/kWh eine Menge von 31^24 möglichen Tagespreisprofilen. Auch wenn diese Menge durch die oben genannten Einschränkungen erheblich schrumpft, ist die Untermenge immer noch deutlich zu groß, um sie im Feldtest systematisch auszuprobieren.

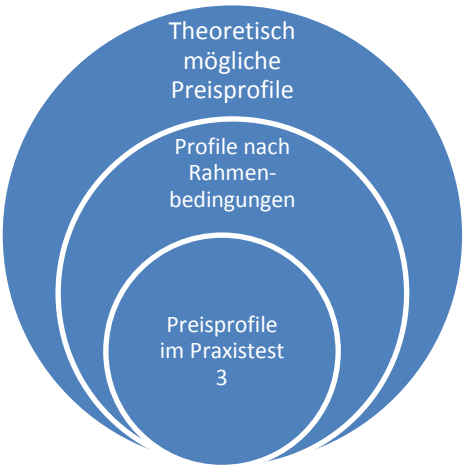


Abbildung 15: Wahl der Preisprofile in Tarifphase 2

Um eine Plausibilität der Tarife für den Kunden auch zusätzlich zu den Rahmenbedingungen zu erreichen und um ein „Flattern“ der Tarife mit zu vielen großen Sprünge zu vermeiden, wurde angenommen, dass sich der Preis von Stunde zu Stunde um eine normal verteilte Zufallsgröße ändert. Außerdem wurde auf das Endergebnis ein Filter angewendet, der das Preisprofil glättet.

Auf Basis dieser Nebenbedingungen wurden dann für den Feldtest zufällige Preisprofile generiert. Diese sahen dann beispielsweise wie folgt aus:

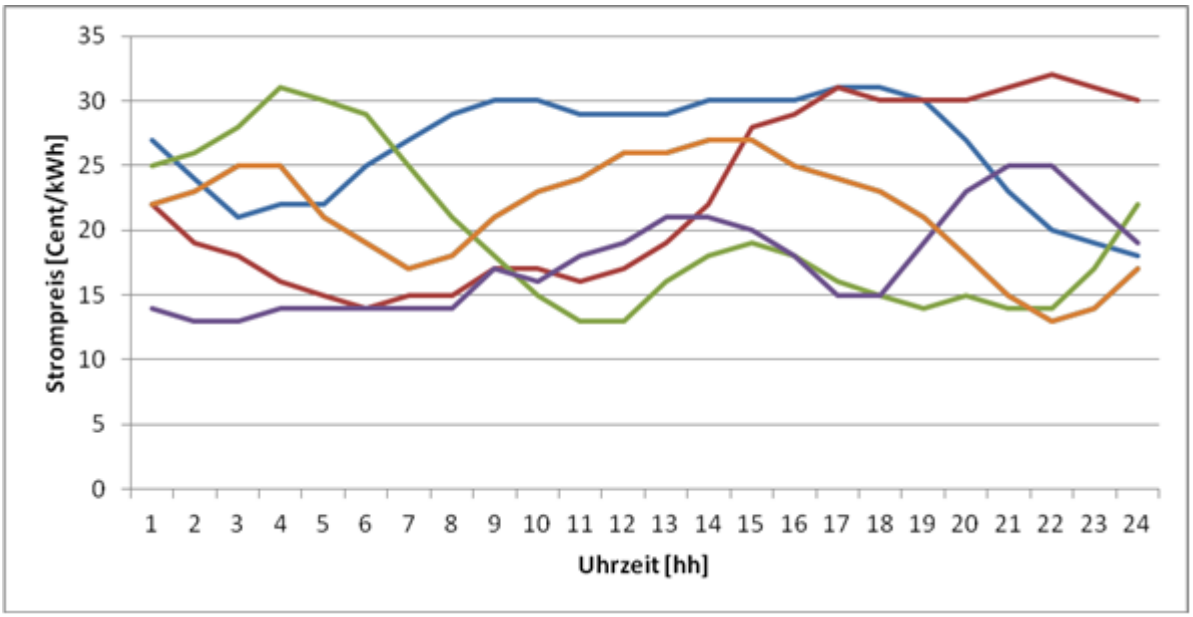


Abbildung 16: Auswahl von Preisprofilen im Feldtest 3

Durch diese zufällig gewählten Preisprofile war es im Feldtest möglich, den Preiseinfluss von anderen Faktoren wie zum Beispiel der Tageszeit zu isolieren. Die im Kapitel 5.5.1 dargestellten Ergebnisse wie zum Beispiel die tageszeitspezifischen Preiselastizitäten wurden daher durch diese Gestaltung des Tarifs erst ermöglicht.

Best-Price-Abrechnung und Feedback

Während des Feldtests wurden die Kundinnen und Kunden weiterhin nach ihrem üblichen Standardtarif abgerechnet. Parallel wurde auf monatlicher Basis berechnet, wie viel die Haushalte mit dem variablen moma-Tarif hätten zahlen müssen. Haben die Haushalte gespart, wurde ihnen dies als positiver moma-Bonus angerechnet. Hätten sie mehr zahlen müssen, wurde dies als 0€ Bonus angerechnet (Best-Price-Abrechnung). Den moma-Bonus konnten die Kunden auf dem Metering Portal einsehen, mussten sich aber dafür aktiv einloggen und die entsprechende Unterseite aufrufen. Die Summe der moma-Boni wurde den Kundinnen und Kunden im Dezember 2012 gesammelt als Scheck ausgestellt. Während des Feldtests zahlten sie ihre üblichen Abschläge entsprechend ihres Standardtarifs, nach dem sie auch abgerechnet wurden.

Wesentliche realisierte Eckpunkte des dritten Feldtests

Eine monatliche Abrechnung wurde für 22 Teilnehmer realisiert, da der Prozess mit manuellen Eingriffen verbunden war. Das ursprüngliche Ziel der monatlichen Abrechnung aller Teilnehmer wurde aus wirtschaftlichen und technischen Gründen aufgegeben. Im Laufe des Feldtests wurde die monatliche Abrechnung für 22 Teilnehmer automatisiert erstellt.

Über das Metering Portal erhielten die Teilnehmer einen monatsgenauen Überblick über ihre Verbrauchswerte und die entstandenen Kosten.

Die automatische Steuerung von bis zu vier Haushaltsgeräten (Waschmaschine, Wäschetrockner, Waschtrockner, Geschirrspülmaschine) konnte für fast alle Haushalte freigegeben werden.

Die Verbräuche wurden im Metering Portal in 15-minütiger Aufschlüsselung dargestellt. Die Verbräuche konnten den Teilnehmern in guter Datenqualität und hoher Datenverfügbarkeit über das Metering Portal angeboten werden.

Im Verlauf des Feldtests 3 wurde eine App entwickelt, mit deren Hilfe die Teilnehmer ihre angeschlossenen Geräte automatisch steuern konnten. Die App war für PCs und Tablet PCs verfügbar. Neben der Steuerung verfügte die App über Informationen zum aktuellen Preis sowie der Preisentwicklung für die kommende Stunde. Ebenso wurden der Verbrauch sowie der Vortagsverbrauch angezeigt. Abgerundet wurde das Informationsangebot durch die App News, die ca. 14-tägig aktualisiert wurden.

Der dynamische Tarif umfasste 31 Tarifstufen, die von 0,10 €/kWh bis 0,40 €/kWh reichten. Diese waren stochastisch verteilt, bildeten aber einen Mittelwert von 0,225 €/kWh. Den Teilnehmern war der Preisverlauf für maximal einen Tag im Voraus bekannt.

4 IT-Architektur und –komponenten

4.1 Architektur und Komponenten im zukünftigen Energiesystem[24]

4.1.1 Leitgedanken der Smart Grid Architektur

Die energiepolitischen Zielstellungen bezüglich des Wechsels zum Leitsystem erneuerbare Energien sowie der Energieeffizienzsteigerung führen zu einem volatilen Angebot von elektrischer Energie und zur wachsenden Komplexität der Steuerung und zunehmenden Konnektivität von Anschlusspunkten aufgrund höherer Anteile dezentraler Erzeugung bis in die Objekte der Endkunden. Die Volatilität und Komplexität soll durch die Ausstattung von Verteilungsnetzen mit Automatisierungseinrichtungen bis hin in den Niederspannungsbereich, sowie durch die Einbindung des Endkunden sowohl über eine Schnittstelle zwischen Markt- und Netzakteuren als auch eine Schnittstelle für Markt- und Netzakteure zur Liegenschaft des Kunden im Wohnbereich, im gewerblichen und Industriebereich sowie zum mobilen Objekt beherrschbar werden.

Die dafür notwendige IKT-Infrastruktur wurde in moma spezifiziert und umgesetzt. Ziel der E-Energy-Projekte war es, die Übertragbarkeit der Lösung auf andere Regionen und Geschäftsszenarien zu erreichen und zu demonstrieren. Die Übertragbarkeit der moma-Architektur wird anhand der inzwischen in Arbeiten der VDE ITG-Fokusgruppe „Energieinformationsnetze“ sowie innerhalb des EU Smart Grid Mandats 490 in der Arbeitsgruppe Referenzarchitektur beschriebenen allgemeingültigen Architekturmodelle dargestellt. Bewertet wird dabei insbesondere die Anwendbarkeit des moma-Architekturansatzes auf verschiedene Anwendungsszenarien, was Grundlage dafür ist, die IKT-Architektur in Verantwortlichkeit eines Akteurs diskriminierungsfrei allen anderen Akteuren für verschiedenste Anwendungsszenarien zur Verfügung stellen zu können. Aus diesem Grunde wird nachfolgend zuerst die moma-Architektur in Bezug zum Smart Grid Architekturmodell des Smart Grid Mandats 490 [M490RA12][25] dargestellt.

Das Smart Grid Architekturmodell (SGAM) basiert zuerst auf einer Gliederung der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette entlang der elektrotechnischen Komponenten als Systemdomänen von der zentralen Erzeugung, über das Übertragungs- und Verteilungsnetz hin zur dezentralen Erzeugung und der Endkundenliegenschaft (en: Customer properties), wobei die Liegenschaften ebenso den Wohnungsbereich, wie gewerblichen und Industriebereich, aber auch mobile Objekte umfassen. Diese Systemdomänen kommunizieren über eine betriebliche Hierarchie (Zonen) von im Energienetzwerk verteilten technischen Prozesssystemen, weitere Feldsysteme zur Regelung und Automatisierung, Stationen als Knoten des Energienetzwerkes zum Markt und zur Netzführung inklusive der jeweiligen Enterprise-Systeme bei den Akteuren des Marktes und des Netzes. Weitere Ausführungen zu den Systemdomänen finden sich in [VDE10][26] und [VDE12][27].

---

[24] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG)

[25] [M490RA12] European Commission M/490 Mandate CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group - Smart Grid Reference architecture working group; SG-CG/M490/C_Smart Grid Reference Architecture; Report Version 3.0; Brüssel; 11/2012

[26] [VDE10] VDE – ITG-Fokusgruppe; Positionspapier - Energieinformationsnetze und -systeme; erschienen beim VDE-Verlag; Frankfurt; 11/2010

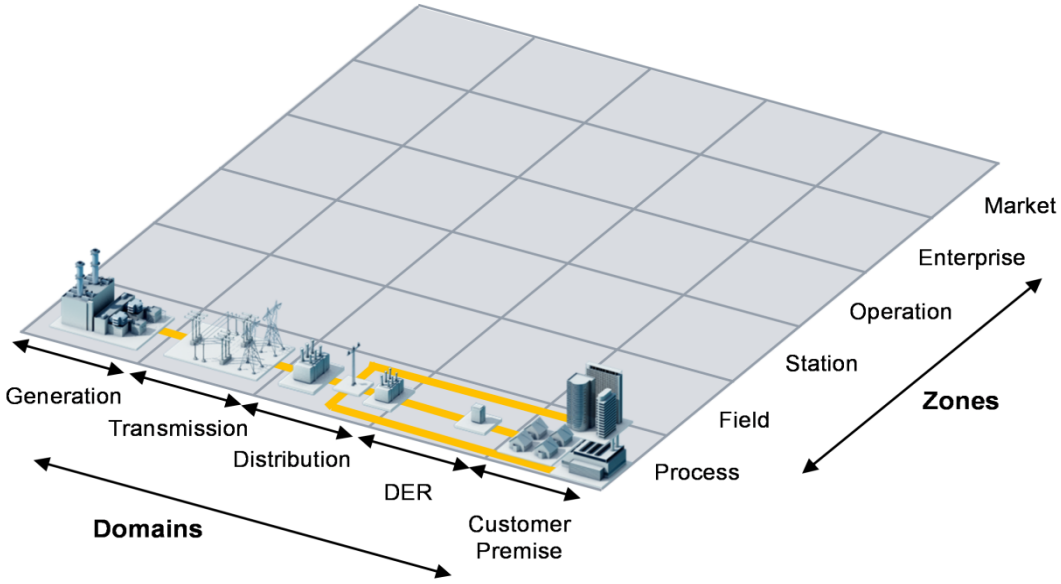


Abbildung 17: System- und Betriebsdomänen der Komponentenebene im EU Smart Grid Mandat 490, WG Referenzarchitektur [M490RA12]

In der horizontalen Richtung werden die oben genannten Systemdomänen dargestellt. In der Tiefensicht dieser Ebene wird der Organisationslevel als betriebliche Hierarchie dargestellt, in der bestimmte Systemdomänen zugeordnete Funktionen wirken können. Diese Dimension umfasst also die Betriebsdomänen (Zonen). Funktionen sind einerseits auf technischer Prozessebene, zum Beispiel bei Erzeugern, Verbrauchern und Speichern sowie Automatisierungskomponenten zuzuordnen. Anderseits sind Netzstationen ebenso Orte eigenständiger Funktionalität, die auf Feldebene installiert, eng mit dem Organisationslevel der zentralen Netzführungssysteme verbunden sind. Ebenso werden weitere Funktionalitäten auf Enterprise-Systemen von Markt- und Dienstleistungsakteuren abgebildet, die vielfältig in Interaktion stehen. Nicht zuletzt erfolgt die Energievermittlung über zentrale Energiemärkte.

Die Hierarchie der Betriebsdomänen lässt sich damit folgendermaßen gruppieren:

1) Bereich der elektrotechnischen Systemdomänen mit der Betriebsdomäne für technische Prozesse inklusive der enthaltenen technischen Komponenten

2) Bereich zur Steuerung, Regelung und Automation mit den Betriebsdomänen im Feld, den Stationen und der Netzführung zur Regelung von Erzeugung, Verbrauch, aber auch mittels Prozessen in Enterprise-Systemen der Marktpartner, die über den Markt verbunden sind

Auf diese zwei Gruppen der Infrastruktur als System- und Betriebsdomänen wirkt die funktionale, interoperabel zu gestaltende Ebene über Geschäftsprozesse innerhalb von Geschäftsmodellen verschiedener Markt- und Netzakteure ein. Diese dreistufige Sicht ist geeignet, zwischen den physikalischen Wirkungsorten im Energiesystem sowie den eher betrieblichen Wirkungsorten im Markt und bei der

---

[27] [VDE12] VDE – ITG-Fokusgruppe; Positionspapier - Energieinformationsnetze und –systeme; Teil A - Verteilungsnetzautomatisierung und Teil B – Geschäftsmodelle VNB; erschienen beim VDE-Verlag; Frankfurt; 10/2012

Netzführung zu unterscheiden. Um diese drei Sichten betrachten zu können, wird nachfolgend das dreidimensionale Domänenmodell eingeführt.

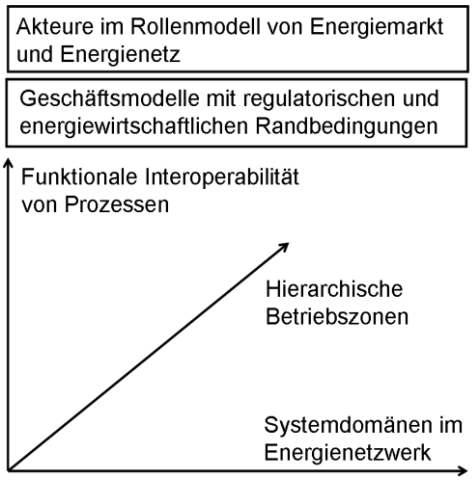


Abbildung 18: Dreidimensionales Domänenmodell für die Geschäftsmodelle von Akteuren

Die Funktionalität des gesamten Energiesystems wird im Rahmen eines definierten Marktdesigns im energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmen strukturiert und Rollen zugeordnet. Bezüglich der Rollendefinitionen wird auf das europäische Dokument [ETF11][28] verwiesen. Akteure als natürliche und juristische Personen nutzen diese Rollen als wirtschaftliche Handlungsgrundlage. Die Handlungen werden in Geschäftsprozessen als Markt- und Netzprozesse abgebildet. Die dazu gehörigen einzelnen Aktivitäten, die in verschiedenen funktionalen Clustern gebündelt sind, wirken wiederum über verschiedene funktionale Domänen auf die System- und Betriebsdomänen.

Die Ebenen der funktionalen Interoperabilität gliedern sich in folgende vertikal im Modell von oben nach unten angeordneten Ebenen:

1) Geschäftsebene - Anwendungsszenarien im Rahmen von Geschäftsmodellen unter Berücksichtigung regulatorischer und energiewirtschaftlicher Randbedingungen

2) Funktionsebene - Funktionen als Anwendungsfälle (Use Cases) als Bausteine von Geschäftsprozessen mit definierten Schnittstellen (Normung von Diensteschnittstellen; Syntax)

3) Informationsebene - Modelle für kaufmännische und technische Objekte, die durch Funktionen bearbeitet werden (Normung von Modellen, ihren Beziehungen; Semantik und Ontologie)

4) Kommunikationsebene - Kommunikationsprotokolle von Anwendungsschnittstellen bis hin zur physikalischen Verbindung (Normung von Kommunikationsprotokollen)

5) Komponentenebene - technische Systemkomponente, z. B. Gerät oder Software, als Wirkungsort einer Funktion innerhalb der oben benannten Systemdomänen von der zentralen Erzeugung bis hin zum Endkundenanwesen.

[28] [ETF11] EU Commission Task Force for Smart Grids; Expert Group 3: Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment; EG3 Deliverable – Final; 01. February 2011

Mit dieser Gliederung wirken Funktionen, deren Interaktion über die Informations- und Kommunikationsebene beschrieben wird, auf die Komponentenebene sowohl im technischen Prozess, aber auch entfernt über Betriebsführungssysteme oder den Markt ein.

Die Nutzung dieses abstrakten Domänenmodells wird in [M490RA12] im Rahmen der nachfolgenden Abbildung detailliert ausgeführt und im nachfolgenden moma-Architekturkapitel benutzt. Dabei besitzt insbesondere die Thematik Informationssicherheit die Herausforderung, dass alle Anforderungen und Maßnahmen bezüglich aller Wirkdomänen innerhalb des beschriebenen Domänenwürfels zur Entwicklung einer vernetzten kritischen Infrastruktur zu definieren sind. Für weitere Ausführungen wird auch auf [VDE12] verwiesen.

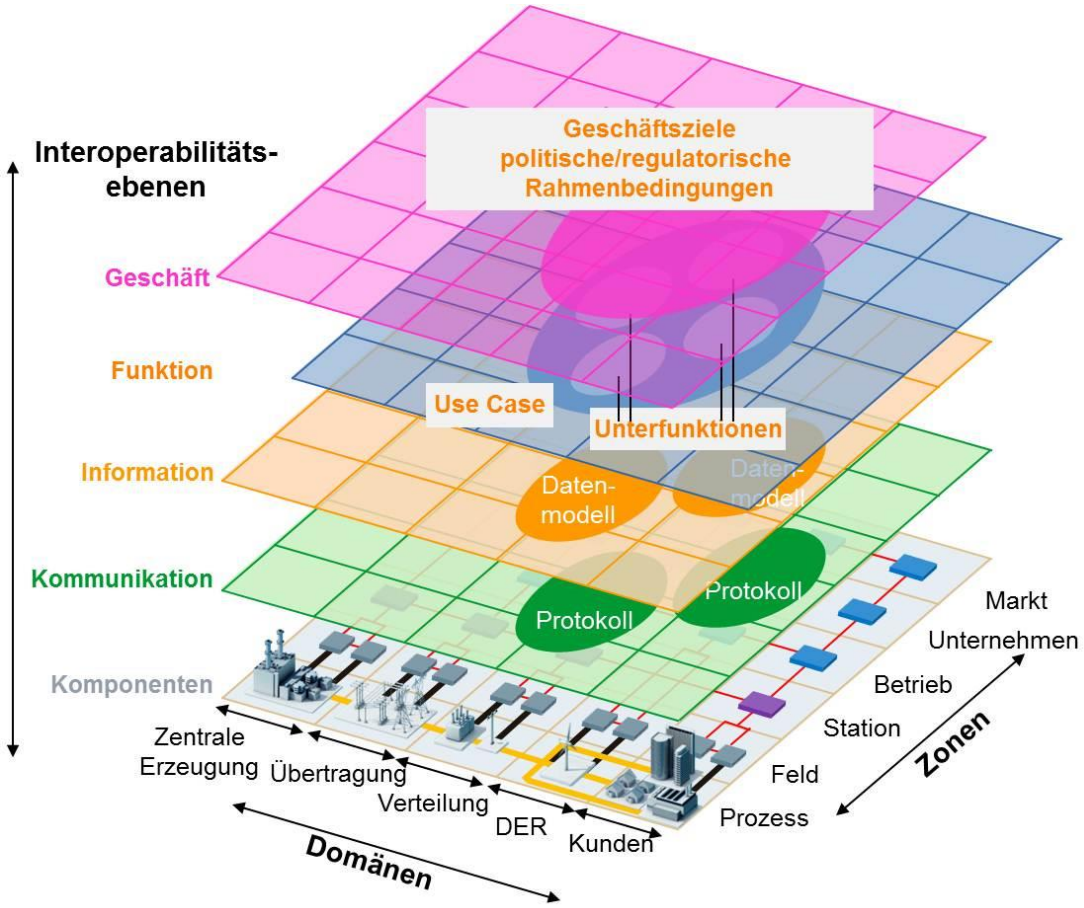


Abbildung 19: Smart Grid Architektur Modell (SGAM) [M490RA12]

4.1.2 Smart Grid Architektur moma im europäischen Kontext

Um auf die moma-Architektur hinzuführen, werden die System- und Betriebsdomänen auf der oben erläuterten Komponentenebene in Verbindung mit den notwendigen Netzwerken auf der Kommunikationsebene betrachtet. Dazu wird nachfolgend noch zusätzlich die in der Arbeitsgruppe Referenzarchitektur im Smart Grid Mandat 490 eingeführte, abstrakte Darstellung der Kommunikationsebene im Smart Grid Architektur Modell (SGAM) mit einer Auflistung von Beispielen verschiedener Kommunikationsnetzwerke dargestellt.

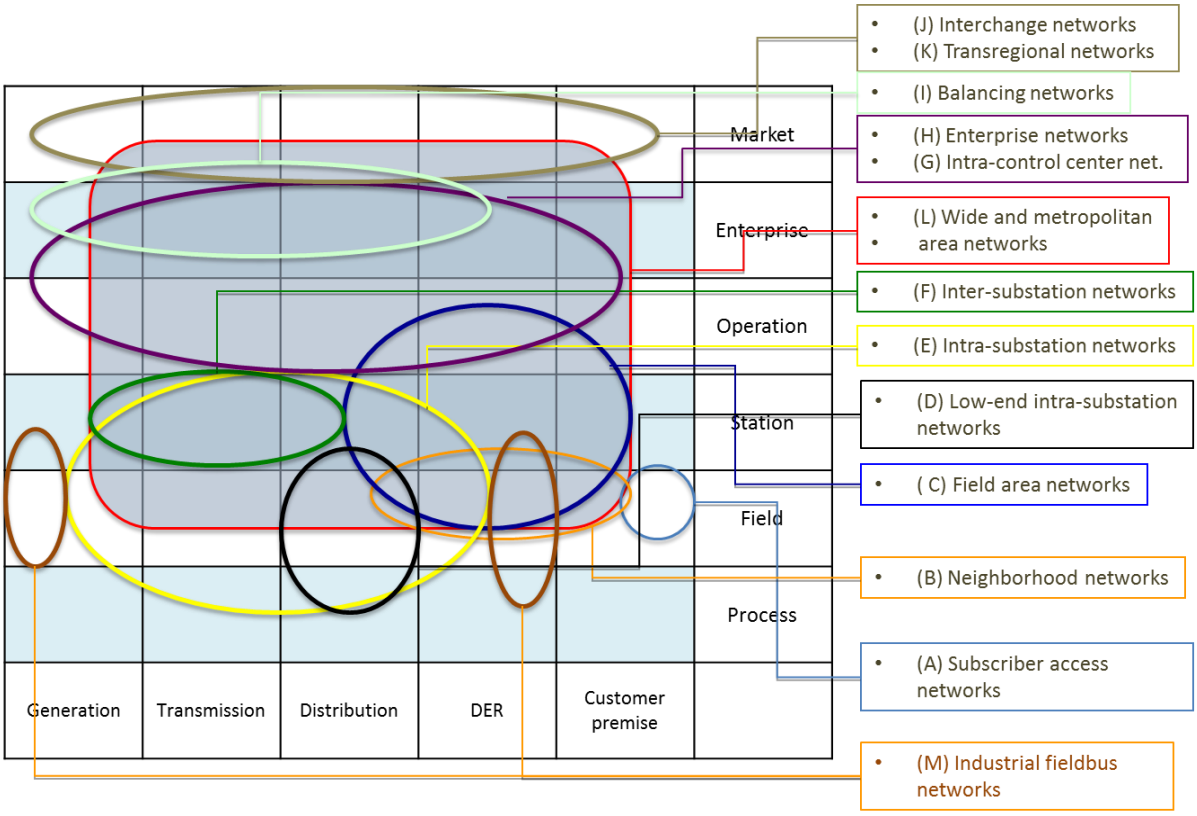


Abbildung 20: Mapping von Kommunikationsnetzwerken auf die SGAM-Kommunikationsebene [M490RACA12][29]

Nachfolgend werden die Projektschwerpunkte eingeführt, um auf dieser Grundlage die Systemarchitektur von moma auf die Komponenten- sowie die Kommunikationsebene des SGAM in einer integrierten Darstellung abzubilden. Die Projektschwerpunkte wurden mit erzeugungsorientierter Verbrauchssteuerung über variable Tarife definiert, wobei insbesondere thermische Flexibilitäten erschlossen werden sollten, sowie Netzsteuerung im Verteilungsnetz. Ziel des Projektes war die Entwicklung und Erprobung eines Systemansatzes, der mit Hilfe breit eingesetzter dezentraler Entscheidungsinstanzen zum Energiemanagement an Verbrauchsstellen und dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) wirkt. Dazu wurde die Infrastruktur für einen virtuellen Energiemarktplatz aufgebaut und Wege zu einer intelligenten Echtzeit-Netzsteuerung in einem Umfeld fluktuierender Erzeugung zwecks Glättung der Verbrauchskurven untersucht. Mit folgender Darstellung wurden diese beiden Projektschwerpunkte visualisiert.

[29] [M490RACA12] European Commission M/490 Mandate CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group - Smart Grid Reference architecture working group; SG-CG/M490/C_Smart Grid Reference Architecture; Annex F Communication Architecture; Version 3.0; Brüssel; 11/2012

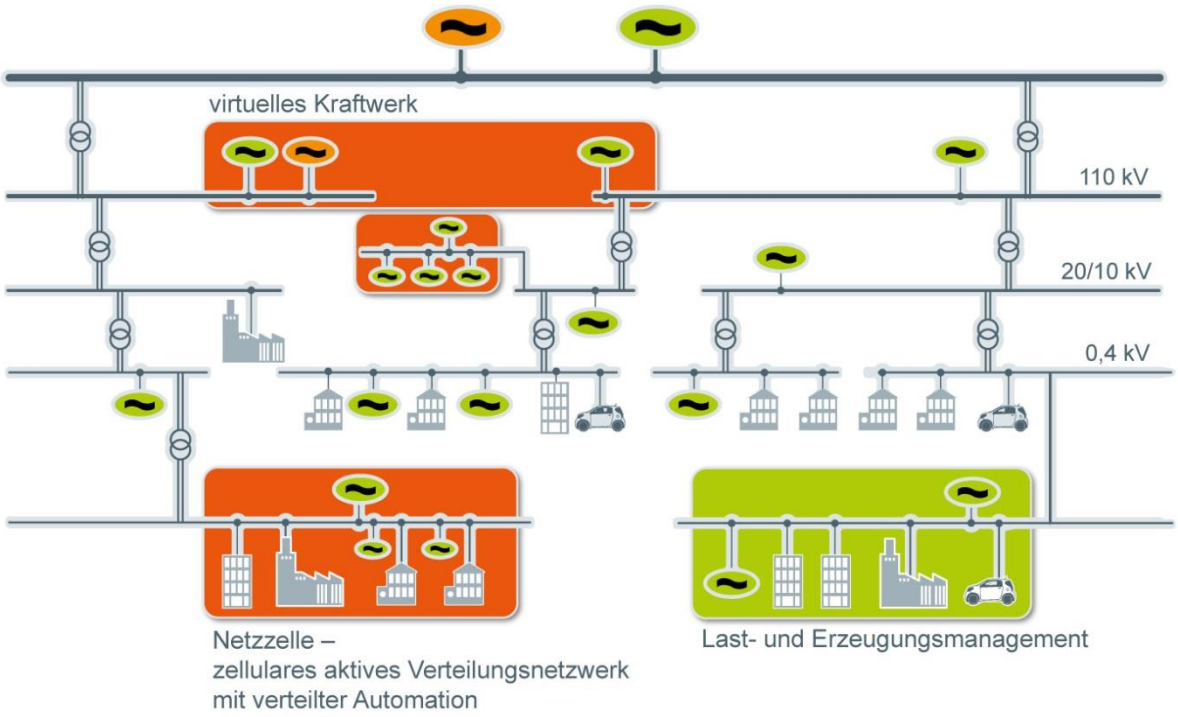


Abbildung 21: Netzzelle und Lastmanagement-Kooperation

Während das Last- und Erzeugungsmanagement durch Einbeziehung von Geräten in den Anwesen der Endkunden mittels im moma-Projekt spezifizierter und implementierter Systemarchitektur im Feldtest umgesetzt und evaluiert wurde, erfolgte die Demonstration neuer Netzführungsmethoden durch verteilte Automation im Verteilungsnetz im Rahmen der Modellentwicklung, der Implementierung in einem Simulationssystem sowie der nachfolgenden Simulation und Evaluierung dieser Methoden. Die Interaktion zwischen Netzführungskomponenten in der Netzzelle sowie Anwesen der Endkunden soll nur in Notsituationen erfolgen, um als Netzakteur möglichst selten die Energiemarktakteure zu beeinflussen. Im Falle prognostizierter Abweichungen von Soll-Zuständen im Netz sollen die Netzkomponenten über Aggregatoren im Rahmen virtueller Kraftwerke auf dem Energiemarkt Flexibilitäten zur Wiedererlangung der Sollwerte erhalten. Aggregierende Marktakteure wiederum kommunizieren mit dem Endkunden im Rahmen von Geschäftsmodellen, die die Flexibilität von Verbrauch und Erzeugung in den Kundenanwesen zum beiderseitigen finanziellen Vorteil nutzen.

Da diese beschriebenen Prozesse mit einer hohen Komplexität, Vielfalt und Konnektivität im Niederspannungsbereich der Verteilungsnetze mit der Schnittstelle zu vielfältigen Kundenanwesen verbunden sind [BKN09][30], [KK10][31], wurde die Notwendigkeit zur Automatisierung von Markt- und

[30] B. Buchholz, A. Kiessling, D. Nestle, "Individual customers´ influence on the operation of virtual power plants", Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE; Calgary; 26-30 July 2009; ISSN: 1944-9925; Print ISBN: 978-1-4244-4241-6; Digital Object Identifier: 10.1109/PES.2009.5275401

[31] Kießling, Andreas und Khattabi, Mariam: Cellular system model for smart grids combining active distribution networks and smart buildings; Energy-Efficient Computing and Networking; Lecture Notes of

Netzprozessen sowie die Regelung von Erzeugung und Verbrauch in regionalen Zellen als selbst optimierende, aber gleichzeitig verbundene Regelkreise notwendig. Das Konzept der verteilten Automatisierung in Netzzellen sowie Objektnetzzellen (Kundenanwesen) wurde im moma-Arbeitsschritt Schnittstellenspezifikation zur Spezifikation der Systemarchitektur sowie der notwendigen Kommunikationsbeziehungen angewendet. Die geplante Umsetzung wird durch die nachfolgende Systemtopologie beschrieben.

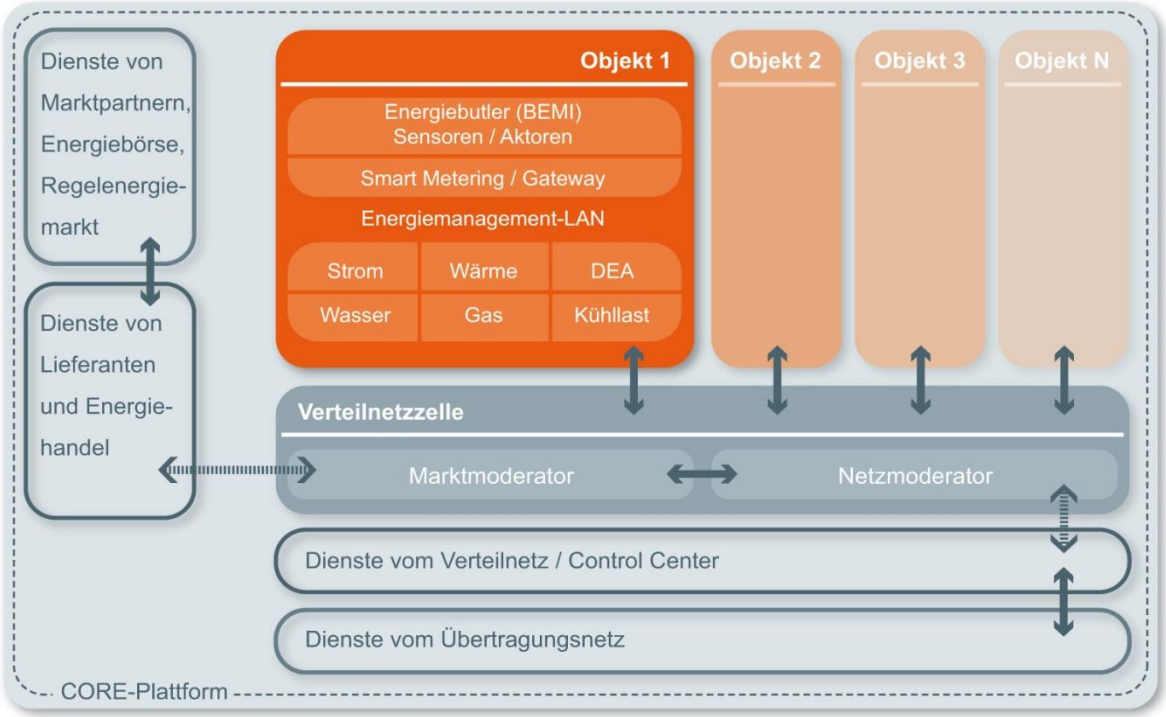


Abbildung 22: Zellulare Systemtopologie mit dezentraler Intelligenz

Die Netzführung in der Verteilungsnetzzelle mit automatisierten Prozessen übernimmt der Netzautomat (NA; en: GA - grid automat; in moma auch Netzmoderator genannt), während der Marktautomat (MA; en: MA – market automat; in moma auch Marktmoderator genannt) als selbständig agierender Stellvertreter eines Marktakteurs in dieser Verteilungsnetzzelle zum Beispiel als Lieferant oder als Aggregator in einem virtuellen Kraftwerk auftritt. Die Automaten werden auf der gemeinsamen Integrationsinfrastruktur alphaCELL von IBM installiert. Die Plattform für diese Lösung bildet der Verteilungsnetzzellenserver (VNZ; en: DGC – distribution grid cell server). Zur Lösung akuter Netzprobleme kann der Netzautomat direkt mit Kundenobjekten über deren Automaten kommunizieren. Ansonsten agiert er über die Anforderung von Flexibilitäten mit einem Marktautomaten, der wiederum automatisiert für Markt- und Netzbedarfe mit der Kundenliegenschaft verhandelt. Für die automatisierte Abwicklung von Prozessen in den Kundenliegenschaften ist der Energiebutler™ zuständig, der einerseits das Energiemanagement Gateway (EMG) zur Liegenschaft sowie anderseits die Plattform für die Energiemanager-Funktionalität (EM) des Automaten darstellt. Er interagiert im Objekt mit Messeinrichtungen (Smart Meter) sowie Energie nutzenden, speichernden sowie erzeugenden

the Institute for Computer Sciences, Social Informatics and Telecommunications Engineering, 2011, Volume 54, Part 5, 225-242, DOI: 10.1007/978-3-642-19322-4_24

Geräten und Anlagen. Zusätzlich ist der Energiebutler mit Sensoren und Aktoren sowie einem Bedieninterface für den Endkunden (moma App) verbunden. Das für die Liegenschaft beschriebene System wird als bidirektionales Energiemanagement Interface (BEMI) definiert, das Grundlage der Kommunikation mit der Umgebung sowie dem dezentralen Energiemanagement in der Liegenschaft ist. Zu bezüglich der Netzzelle übergeordneten Betriebs- und Systemdomänen kommunizieren die Netz- und Marktau-tomaten in einer sogenannten Systemzelle, in der die Verbindung von Netzleitwarten und weiter zu Diensten im Übertragungsnetz sowie hin zu Enterprisesystemen von Energielieferanten und Handel, aber auch zu übergeordneten Märkten erfolgt. Auf der Rechnerinfrastruktur der Systemzelle (Systemzellenserver; en: SC Server) wird die echtzeitfähige und zur Massendatenverarbeitung fähige Integrationsinfrastruktur alphaCORE implementiert. Dies bildet die Plattform für Dienste im Rahmen einer Marktplatzumgebung zur Interaktion der Akteure im Energiesystem. Eine Verbindung zum Markt, die Verbindung von Netzautomaten mit der Leitwarte sowie die Netzautomateninteraktion untereinander wurden im Rahmen der Netzsimulation umgesetzt. Die Verbindung der Systemzelle mit den Marktautomaten sowie von dort zu den Energiebutlern in den Kundenliegenschaften wiederum war Schwerpunkt des moma-Feldtestes in Mannheim.

In der nachfolgenden Darstellung werden die beschriebenen Komponenten der moma-Systemarchitektur auf der SGAM-Komponentenebene angeordnet. Zusätzlich werden in der gleichen Darstellung die Kommunikationsbeziehungen im Rahmen der SGAM-Kommunikationsebene abgebildet.

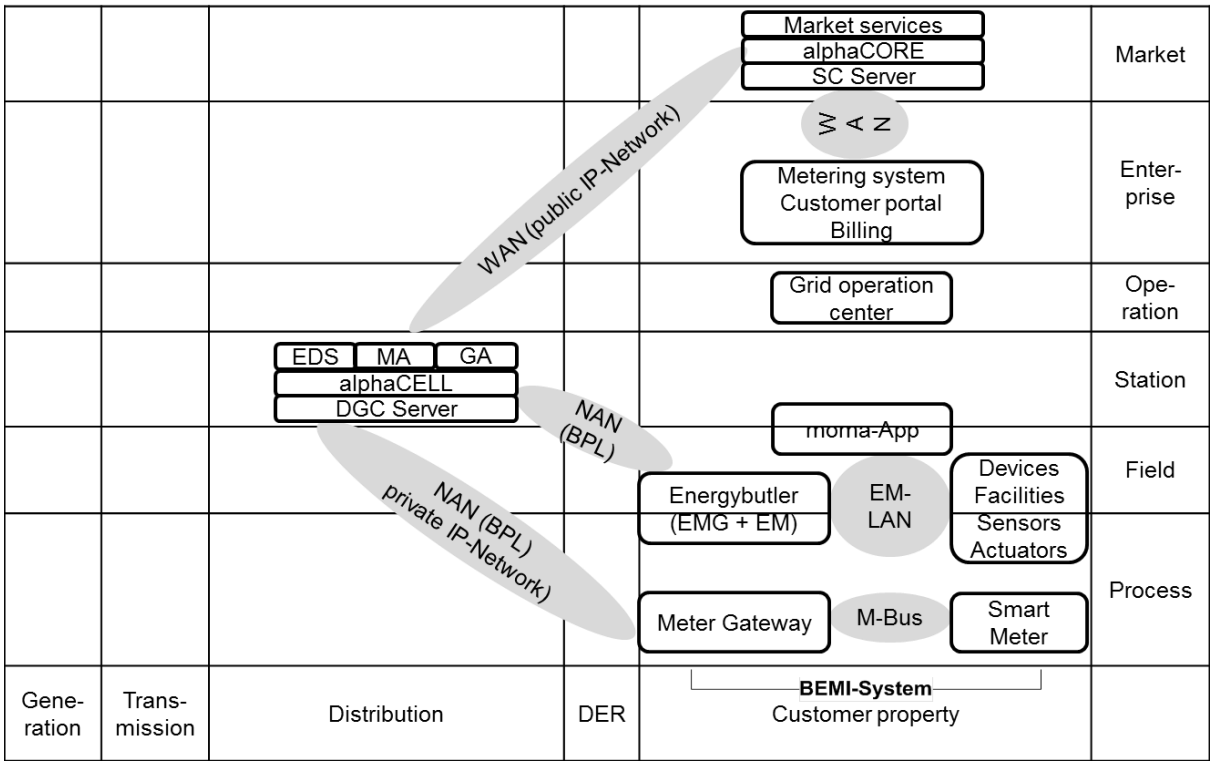


Abbildung 23: Anwendung des Smart Grid Architektur Modells auf die moma-Systemarchitektur

Die in der Darstellung aufgeführten Kommunikationsnetzwerke werden folgendermaßen für moma-Anwendungsbereiche genutzt:

1) Weitverkehrsnetz (WAN als Interchange network J in Abbildung 23) über öffentliche IP-basierte Kommunikationsinfrastrukturen zur Verbindung der zentralen Systeme bei Marktakteuren (z.B. Abrechnungssystem, Metering-System, Webportal) mit dem in der Systemzelle realisierten Marktplatz auf

Grundlage der Integrationsinfrastruktur alphaCORE, über den weitere Marktdienste (z.B. Wetterdatendienste, Börseninformationen) realisiert werden

2) Infrastrukturnetzwerk (WAN als Enterprise networks H und Intracontrol center networks G in Abbildung 23) über private, gesicherte IP-basierte Kommunikationsinfrastrukturen zur Verbindung von Regelungskomponenten in der Verteilungsnetzzelle (Netzautomat, Marktautomat, Energy Data Server (EDS) und alphaCELL) mit dem in der Systemzelle realisierten Marktplatz (alphaCORE), wobei dieses Netzwerk mittels privatem Breitband-Powerline-Netzwerk im Verteilungsnetz sowie Übergän-gen in öffentliche IP-Backbones umgesetzt wurde

3) Nahverkehrnetzwerk (NAN als Neighborhood net-work B in Abbildung 23) über private, gesicherte IP-basierte Kommunikationsinfrastruktur im Verteilungsnetz (BPL – Breitband Powerline in moma) zur Verbindung von Regelungskomponenten in der Verteilungsnetzzelle (Netzautomat, Marktautomat, Energy Data Server sowie alphaCELL) mit den Liegenschaften der Netznutzer über ein Energiemanagment Gateway (EMG) und Meter Gateway

4) Verteilungsnetzautomations-Subnetzwerk (WAN als Intersubstation network F in Abbildung 23) zur Verbindung von verschiedenen Verteilungsnetzzellenservern, die in Trafostationen als Träger von Komponenten des Automatisierungssystems (Netzautomat, Marktautomat, Energy Data Server sowie alphaCELL) aufgestellt sind (BPL – Breitband Powerline in moma)

5) Feldnetzwerk (Field Area Networks C in Abbildung 23 oder LMN als lokale Messeinrichtungsnetzwerke) zur Kopplung der intelligenten Messeinrichtungen (Smart Meter) in den Liegenschaften über das Meter Gateway (in moma mittels M-Bus realisiert)

6) Lokale Netzwerke in Kundenliegenschaften (LAN im Wohnbereich und Gebäude sowie In-Vehicle networks), in moma definiert als Energiemanagement LAN, das im Feldtest 2 mit Z-Wave und im Feldtest 3 mit ZigBee zur Verbindung des Energiebutlers mit der Sensorik (elektrische und thermische Parameter) sowie den Stelleinrichtungen (Schaltboxen) zur Steuerung von Geräten in den Kundenwohnungen (Unterobjektzelle) innerhalb der Liegenschaft (Objektnetzzelle) implementiert wurde.

Die Umsetzung dieses Architekturkonzeptes aus Sicht der Kommunikationsarchitektur wurde im moma-Arbeitsschritt Schnittstellenspezifikation konzipiert sowie darauf basierend mit der moma-Architektur wie in Abbildung 24 abgebildet.

Auf Grundlage dieser Architekturdarstellung erfolgt in den nachfolgenden Abschnitten die Architekturbewertung mit den Ergebnissen im 2. und 3. Feldtest in Mannheim sowie die detailliertere Architekturabbildung in Systemzelle, Verteilungsnetzzelle, Objektnetzzelle sowie Unterobjektzelle mit Bewertung der dort angesiedelten einzelnen moma-Systemkomponenten, die sich im Rahmen der speziellen Feldtestimplementierung auf Basis eingeschränkter Anwendungsszenarien, wie oben ausgeführt, über die Systemdomänen Kundenanwesen, dezentrale Erzeugung und Verteilungsnetz sowie die Betriebsdomänen Prozess, Feld, Station, Enterprise und Markt des Smart Grid Architektur Modells erstrecken.

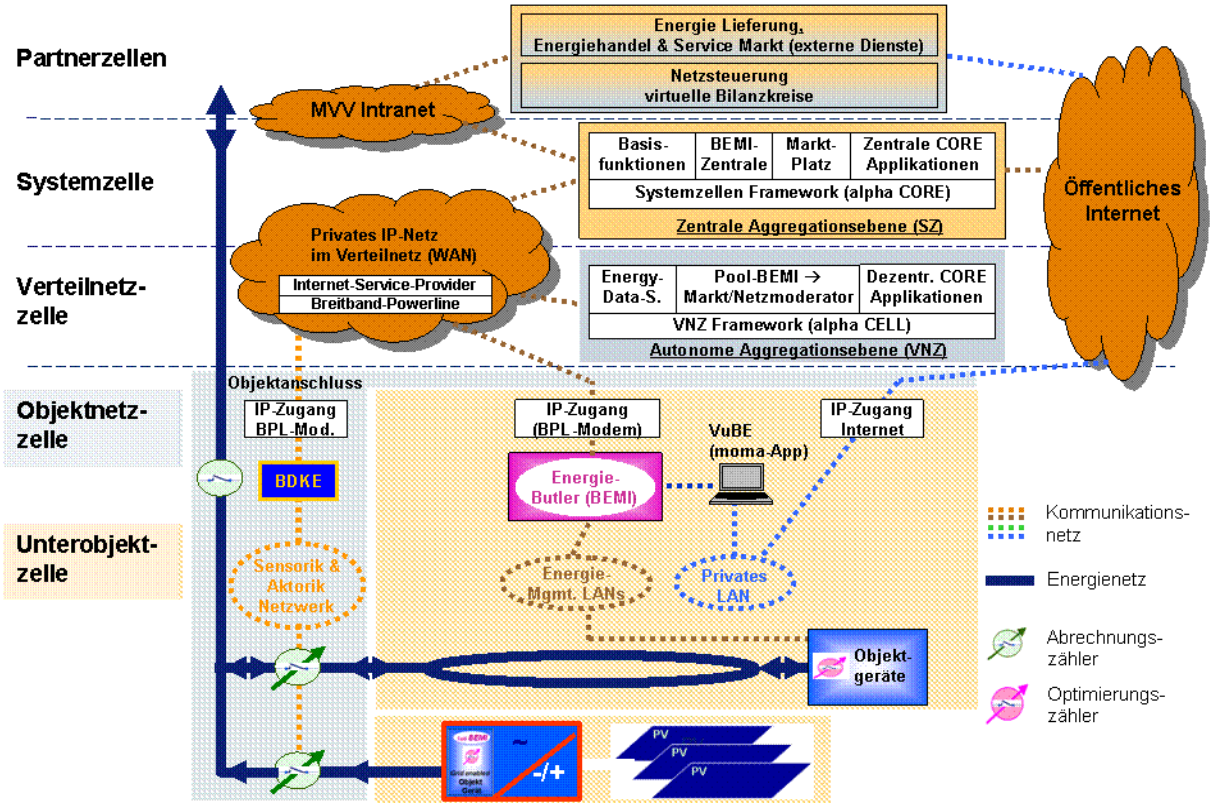


Abbildung 24: moma-Systemarchitektur

4.2 Smart Grid Architektur im Projekt moma [32]

4.2.1 Überblick

Die fachlichen Systeme, die in Summe das moma Gesamtsystem ausmachen, lassen sich in 3 Gruppen unterteilen:

- Die BEMI-Familie mit den vom IWES entwickelten Komponenten BEMI (Bidirektionales Energie Management Interface), welches auf dem Energiebutler läuft und im Zusammenspiel mit den angeschlossenen Schaltboxen für das Energiemanagement in der Unterobjektzelle zuständig ist, dem Pool-BEMI, welches auf den VNZ-Servern läuft und dem Zentral-BEMI, welches in der Systemzelle zu Hause ist

- Dem von der PPC entwickelten Energy Data Server (EDS), welcher in den Verteilnetzzellen beheimatet ist und von dort über in der Objektnetzzelle installierte BDKEs (BiDirektionale KommunikationsEinheit) mit den dort vorhandenen Zählern kommuniziert

- Den von IBM entwickelten Komponenten alphaCore, welches in der Systemzelle Daten sowohl von externen als auch moma Systemen entgegen nimmt, langfristig speichert und wieder zur Verfügung

[32] Autor: Andreas Herdt (IBM Deutschland GmbH)

stellt, sowie beliebige Anwendungsfälle ausführen kann und alphaCell, welches über die Verteilnetzzelle die Verbindung von und zu allen verteilten Komponenten erlaubt

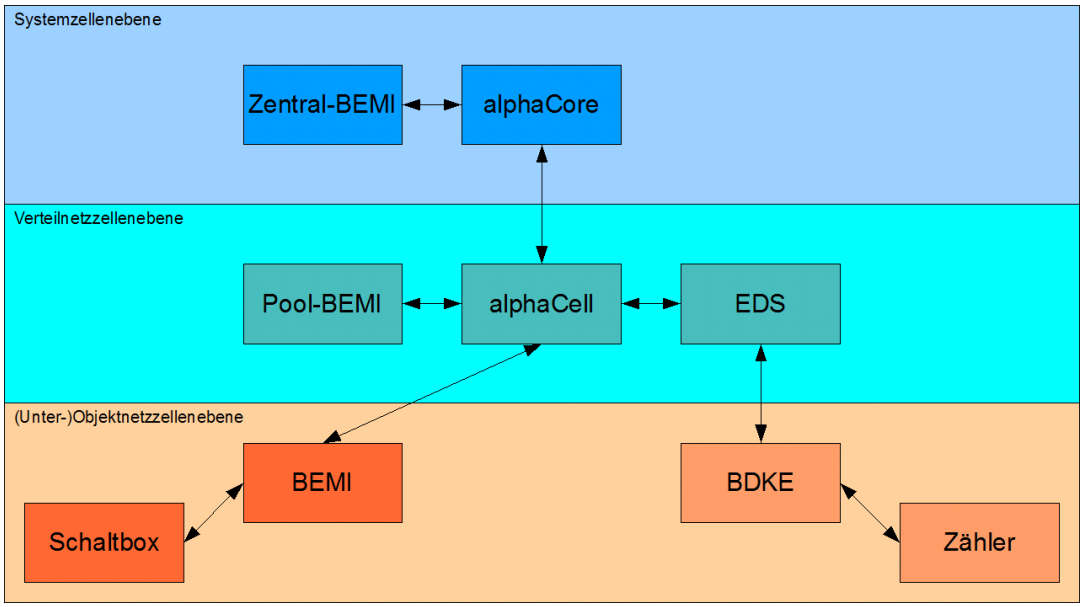


Abbildung 25: moma-Komponenten in der zellularen Topologie

Die Grafik zeigt alle fachlichen Komponenten in der Übersicht und verdeutlicht die Kommunikationspfade auf der Transportebene. Die physikalische Kommunikation mit weiteren Komponenten wie Modems, Gateways, Firewalls etc. wurde hier bewusst ausgeblendet.

Die Funktionalitäten der Komponenten nach Gruppen werden in den folgenden Abschnitten näher beschrieben.

4.2.2 Energy Data Server

Der Energy Data Server (EDS) wurde von der Power Plus Communications AG entsprechend der Anforderungen aus dem Arbeitsschritt AS 1.7 implementiert.

Der EDS stellt die dezentrale Aggregationsebene für die Daten der in der Objektnetzzelle (ONZ) und der Verteilnetzzelle (VNZ) installierten Sensoren (im Feldtest 3: Stromzähler) dar.

Der EDS wurde als Applikation auf OSGi-Basis implementiert, um die gemeinsame Nutzung einer einheitlichen Middleware (Lotus Expeditor Integrator) aller Software-Komponenten auf dem VNZ-Server zu ermöglichen.

Die Grundfunktion des EDS ist die eines Datenkollektors. Jeder EDS empfängt die Daten der Sensoren (bei Push-Sensoren z.B. mit Wireless M-Bus) bzw. fragt diese bei Sensoren ab (bei Pull-Sensoren z.B. mit EIA-485-Schnittstelle). Hierbei sind die Sensoren jeweils einem VNZ-Server bzw. EDS zugeordnet. Die im Feldtest 3 eingesetzten Elster-Stromzähler werden alle 7,5 Minuten abgefragt.

Für jeden der eingesetzten Sensoren ist im EDS eine Protokollkonfiguration implementiert. Durch diese Architektur ist es jederzeit möglich, durch Hinzufügen weiterer Protokollkonfigurationen neue zusätzliche Typen von Sensoren in die Ausleseroutine des EDS mit aufzunehmen und diese auslesen zu lassen.

Die empfangenen Daten werden im EDS mit den in den Stammdaten enthaltenen Schlüsseln entschlüsselt und anschließend plausibilisiert. Für den Fall, dass Werte eines Zählpunktes zeitweise nicht empfangen werden können, werden, sobald wieder Daten empfangen werden, Ersatzwerte für den fehlenden Zeitraum gebildet.

Der EDS berechnet aus den empfangenen Daten jeweils einen 15 Minuten Wert (moved15-Wert). Dies erfolgt mittels einer linearen Interpolation.

Zusätzlich wird pro Zählerregister ein Wert pro Stunde (filtered60) mit entsprechendem Zeitstempel abgespeichert. Zur Weitergabe an den Pool-BEMI und den Evaluationsserver wird außerdem die Differenz zwischen jeweils zwei aufeinander folgenden 15 Minuten Werten gebildet und somit der Verbrauch innerhalb der entsprechenden 15 Minuten Zeiträume ermittelt (diffmoved900). Alle anderen empfangenen Werte werden verworfen.

Der EDS stellt die ermittelten bzw. gefilterten Daten dann über die Middleware Lotus Expeditor Integrator anderen Systemen zur Verfügung.

Für die Übermittlung der Daten wird ein auf CIM-Objekten basierendes Datenmodell verwendet, wobei das CIM-Modell (entsprechend der Norm DIN EN 61968-11) in einzelnen Punkten erweitert werden musste, da noch im vorhandenen CIM-Modell noch nicht alle in moma verwendeten Objekte definiert sind. Die Daten werden im XML-Format weitergegeben.

4.2.3 Stromzähler

Für den Feldtest 3 wurde entsprechend der Anforderungen aus dem Arbeitsschritt 1.7 der einzusetzende Zähler ausgewählt.

Bei der Auswahl war neben der Verfügbarkeit einer bidirektionalen Kommunikationsschnittstelle und der Wh-genauen Darstellung der Arbeitsregister auch die Bereitstellung von netzrelevanten Messwerten (Spannung auf den einzelnen Phasen, Leistungsfaktor der einzelnen Phasen, aktuelle Wirkleistung und aktuelle Blindleistung) notwendig. Eine weitere Anforderung war, dass der Zähler sowohl als Zweirichtungszähler als auch als Dreh- und Wechselstromzähler einsetzbar sein sollte.

Durch diese Vorgaben wurde die Auswahl bereits deutlich eingeschränkt. Ausgewählt wurde für den Feldtest 3 der Elster AS 1440 Zähler mit EIA-485-Schnittstelle, der alle genannten Vorgaben erfüllt.

4.2.4 BEMI-Familie

BEMI

Das BEMI berechnet einen Tag im Voraus die Fahrpläne aller am Energiemanagement beteiligten Geräte. Diese Fahrpläne sind als Vorschläge zu verstehen und können vom Nutzer geändert werden. Wenn sich Parameter der Verschiebungsalgorithmen verändern, werden die Gerätefahrpläne erneut berechnet und auf dem dezentralen Webportal dem Nutzer angezeigt. Folgende Geräte können gemanagt werden:

- Kühlschränke
- Gefrierschränke
- Kühl-Gefrierkombinationen
- Waschmaschinen

- Wäschetrockner
- Waschtrockner
- Spülmaschinen

In die Berechnung fließen neben den Kundenpreisprofilen die Vorgaben und Restriktionen der Nutzer, die diese im dezentralen Webportal eingegeben haben. Bei fehlendem Preisprofil wird ein Standardpreisprofil verwendet.

Pool-BEMI

Das Pool-BEMI verschickt die vom ifeu vorgegebenen Preisprofile für den folgenden Tag an die BEMIs, sowie an die Abrechnungskomponente auf alphaCore. Die Granularität der Kundenpreisprofile beträgt 15 min. Es wurden für unterschiedliche Kundengruppen verschiedene Kundenpreisprofile berechnet, die den gleichen Durchschnittspreis ergeben.

Energiebutler/BEMI-Rechner

Der Energiebutler wird durch ein physikalisches Gerät (Diensteplattform), bestehend aus Hardware eines Rechnersystems zuzüglich eines Betriebssystems, einer virtuellen Laufzeit-Maschine und einer hardwareunabhängigen dynamischen Softwareplattform als Programmiergerüst, gebildet. Auf dieser Plattform wird die Dienstevermittlungsebene als Applikations- und Kommunikations-Framework zur Abbildung von Kommunikationsstacks und Diensteschnittstellen, aber auch von Ressourcenbeschreibungen in Form von Informationsmodellen sowie von Basisfunktionen bereitgestellt. Sie kann damit als Betriebssystem für Energiemanagementdienste veranschaulicht werden.

Der Energiemanager wiederum wird definiert als Softwarelösung bestehend aus gerätespezifischen Energiediensten, die auf das Applikations- und Kommunikations-Framework des Energiebutlers zugreifen. Weiterhin wird er durch Energieautomatisierungs-Dienste zur Automatisierung des Energiemanagements in Anschlussobjekten gebildet. Diese Dienste nutzen einerseits die gerätespezifischen Dienste und die Geräteressourcen zur Inhouse-Kommunikation, stellen aber anderseits auch die Schnittstelle zum aktiven Verteilungsnetz dar. Er vertritt automatisiert den Energienutzer im Anschlussobjekt beim Energiemanagement, in der Kommunikation mit Netz- und Marktakteuren, zur Steigerung der Energieeffizienz, zur Senkung der Energiekosten sowie zur Bestimmung von Preis, Herkunft, Art und Einsatz der benutzten Energie.

Das Programmierframework OSGi und das Anwendungsframework OGEMA als Dienstevermittlungsebene abstrahieren von der darunter liegenden Hardware eines eingebetteten Systems als Diensteplattform. Damit wird es möglich, Energiefunktionen für Lieferprodukte, Energiedienst- und Messdienstleistungen, Dienste zur Verbindung mit anderen Lebensbereichen auf unterschiedlicher Hardware (Meter Gateway, Heizungssteuerung, System zur Gebäudeautomation, Netzwerk-Router, Energiebutler, usw.) laufen zu lassen. Mit OGEMA wird aktuell ein hardwareunabhängiger Stack mit Betriebssystem, Java Virtual Machine (Java VM) und OSGi genutzt, auf dem das OGEMA-Framework aufgesetzt wird.

Schaltbox

Um die Haushaltsgeräte in den Kundenhaushalten zu steuern, werden spezielle Schaltboxen verwendet. Diese kommunizieren per Funk mit dem Energiebutler. Die Schaltboxen besitzen eine schaltbare Schuko-Steckdose, an der die zu steuernden Geräte direkt angeschlossen werden. Zudem können bis zu zwei Temperatursensoren angeschlossen und überwacht werden, um ein effektives und sicheres Management von Kühl- und Gefriergeräten durchführen zu können.

4.2.5 alphaCore und alphaCell

Bei alphaCore und alphaCell handelt es sich nicht um Produkte von IBM – vielmehr sind es interne Codenamen, die lediglich innerhalb des moma Projekts Verwendung finden. AlphaCore und alphaCell haben keine inhärente, fachliche Rolle. Vielmehr basieren sie auf einer Reihe von Standard-Software-Komponenten und integrieren mehrere Frameworks innerhalb derer beliebige Anwendungsfälle und damit alle möglichen fachlichen Funktionen realisiert werden können. Im Ergebnis wird unter den Bezeichnungen alphaCore und alphaCell eine bestimmte Kombination von Standard-Software, deren Konfiguration und die fachliche Implementierung subsummiert.

Im Rahmen der moma Feldteste wurden folgende fachliche Systeme mit den dazugehörigen Anwendungsfällen implementiert:

Datendienste

Die Datendienste lesen Daten von externen Datenquellen ein, legen diese zentral in alphaCore ab und stellen sie sowohl zentral über alphaCore als auch dezentral über alphaCell den anderen moma Systemen zur Verfügung.

Der Wetterdatendienst liest Wetterprognosen für Temperatur, Windgeschwindigkeit und den Bedeckungsgrad von wetter.com ein.

Der EEX-Datendienst liest die Strompreise von der European Energy Exchange (EEX) ein.

Stammdatendienst

Der Stammdatendienst ermöglicht die Pflege der alphaCore-Stammdaten, welches eine Voraussetzung für das Zusammenspiel der anderen Anwendungsfälle darstellt.

Die installierten Zähler, deren Zuordnung zu einem Zählpunkt und die den Zählpunkten zugeordneten Tarifstammdaten, insbesondere das Tarifmodell sowie Beginn und Ende des Tarifs, können hiermit geladen und geändert werden.

Messwertverwaltung

Die Messwertverwaltung nimmt Messwerte über alphaCELL entgegen, hält diese in alphaCore vor und stellt sie über eine Abfrageschnittstelle anderen Systemen wieder zur Verfügung.

Bei den Messwerten handelt es sich insbesondere um Zählerdaten, wobei prinzipiell Messgrößen aller Art erfasst werden können. Neben Stromzählern kommen also auch Zähler anderer Sparten sowie Daten von anderen Sensoren als Quellen in Frage.

Neben dem gemessenen Wert werden die Messgröße, deren Einheit und Skalierung, der Zeitpunkt der Messung, sowie die Zuordnung zu einem Messgerät erfasst.

Neben der Erfassung originärer Messungen kann das Konzept auch abstrakter verwendet werden, um auch abgeleitete Größen wie Interpolationen, Aggregate, Differenzen etc. in den gleichen Datenstrukturen zu halten.

Tarifverwaltung

Die Tarifverwaltung erlaubt die Entgegennahme von Tarifinformationen über alphaCell und deren Zuordnung zu einem Tarifmodell und Ablage in alphaCore. Die Informationen werden zum einen intern für die Berechnung virtueller Register verwendet, als auch dem Portal zur Verfügung gestellt.

Es sind beliebig hohe und beliebig viele Preise mit beliebig häufigen Preiswechseln möglich, so dass nicht nur die für die moma Feldteste definierten Tarife sondern eine ganze Palette weiterer denkbarer Tarifmodelle abgedeckt werden können.

Berechnung virtueller Register

Die Berechnung virtueller Register simuliert in Software zusätzliche Tarifregister, die ansonsten üblicherweise in Zählern implementiert werden. Da im moma System die Zähler nicht über den Tarif in Kenntnis gesetzt werden, erfolgt deren Berechnung im Nachgang indem die von den Zählern erfassten Verbräuche mit den Tarifinformationen aus der Tarifverwaltung kombiniert werden.

Diese virtuellen Tarifregister sind die Basis der Abrechnung nach moma Tarif.

Softwarekomponenten von alphaCore und alphaCell

Neben der Kombination von IBM Websphere Application-Server und der IBM DB2 Datenbank, die das alphaCore-Backend darstellt, sorgt der IBM Websphere Message Broker für die Kommunikation mit anderen Systemen (moma und extern) über verschiedene Protokolle. Der IBM Websphere Message Broker übernimmt die Konvertierung von externen SOAP-Schnitstellen, dem über IBM Websphere MQ angebundenen Lotus Expeditor Integrator, sowie über FTP, SCP oder rsync angebundenen File-Ressourcen zu den internen SOAP-Schnittstellen des Application-Servers.

Der Lotus Expeditor Integrator ist die Kernsoftwarekomponente, die alphaCell ausmacht. Sie stellt eine OSGi Laufzeitumgebung für die weiteren in der Verteilnetzzelle beheimateten Anwendungen zur Verfügung. Darüber hinaus verfügt der Lotus Expeditor Integrator über eine integrierte Messaging-Komponente, die auf Verteilnetzzellenebene und in die Unterobjektzellen hinein mittels MQtt kommuniziert und in Richtung Systemzelle den Kommunikationspartner von MQ darstellt.

4.3 Bewertung Architekturfunktionalität generell [33]

In diesem Kapitel wird die moma-Architektur in zweierlei Hinsicht bewertet. Zum einen wird untersucht, inwiefern die im Rahmen der Feldteste etablierte Architektur den nicht funktionalen Architekturanforderungen aus der Anforderungsaufnahme entspricht. Zum anderen wird dargelegt ob und in welchem Umfang es möglich war, die quantifizierbaren Anforderungen aus diesem Bereich nachweisbar in den Feldtesten zu erfüllen.

Die in den folgenden Unterkapiteln behandelten Kernthemen zur Bewertung der Architektur sind

- Skalierbarkeit
- Leistung
- Verfügbarkeit

Die Anforderungen bezüglich der Sicherheit, die thematisch auch zu den nicht funktionalen Anforderungen gehören, werden im Kapitel 4.8 separat behandelt.

[33] Autor: Andreas Herdt (IBM Deutschland GmbH)

4.3.1 Skalierbarkeit

In Bezug auf die Skalierbarkeit ergeben sich aus der Anforderungsaufnahme folgende nichtfunktionale Anforderungen:

> Das moma-Gesamtsystem muss skalierbar sein
>
> In den Feldtesten werden nur bis zu 1000 Unterobjektzellen an das moma-System angebunden. Es soll aber demonstriert werden, dass auch ein Ausbau bis in Millionen-Größenordnungen möglich ist.
>
> Aus diesem Grund ist die Skalierbarkeit des Systems ein konzeptioneller Kernbestandteil.

und

> Zwischen den zentralen Systemen und den Objekten muss eine Ebene eingeführt werden
>
> Eine Ebene von Systemen, die zwischen den zentralen Systemen und der großen Anzahl von Geräten auf Objektebene eingeordnet wird, erleichtert die Skalierbarkeit des Gesamtsystems.
>
> Allein die Bündelung und Verteilung der Kommunikation bringt einen Effekt mit sich. Zum Tragen kommt das Konzept aber vor allem dann, wenn durch intelligente Filterung und Vorverarbeitung sowie verteilbare Algorithmen die Last auf die Knoten der Zwischenebene verteilt werden kann.

Wie in den Anforderungen ausgeführt, sollte die Skalierbarkeit des Gesamtsystems auf konzeptioneller Ebene demonstriert werden, wobei eine Systemebene zwischen den zentralen Systemen und der Objektnetzebene als wesentliche Skalierungskomponente vorgesehen war.

Während eine tatsächliche Skalierung auf die Ziel-Größenordnung im Rahmen des Forschungsprojektes nicht direkt verifiziert werden kann, wurde die Systemarchitektur trotz der wesentlich kleineren Anzahl von anzubindenden Objekten mit einer Verteilnetzebene versehen.

Diese Verteilnetzebene unterstützt die Skalierbarkeit derart, dass die dort etablierten Hardware und Softwarekomponenten jeweils nur für eine bestimmte Maximalzahl an Objekten zuständig sind. Wird die Anzahl der Objekte gesteigert, kann über zusätzliche Verteilnetzzellenkomponenten erreicht werden, dass das angestrebte Zahlenverhältnis nicht überschritten wird.

Die grundsätzliche Struktur wird im folgenden Diagramm veranschaulicht, welches Systemzelle, Verteilnetzzellen sowie Objekt- und Unterobjektzellen sowie deren Kommunikationspfade veranschaulicht:

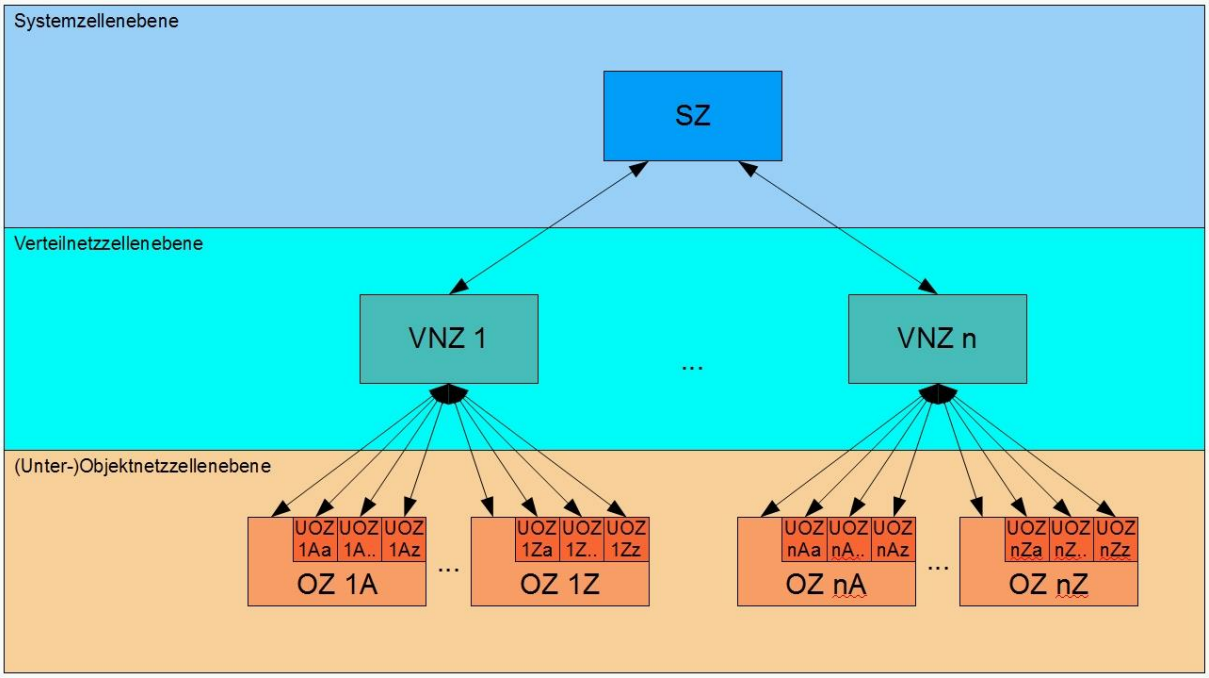


Abbildung 26: Struktur der Kommunikation zur Bandbreitenbegrenzung

Ex2	F66	Fe22	R40	S13	UW5	W49	Wa24	Summe
29	220	217	58	81	86	10	22	723

Tabelle 2: Verteilung der Teilnehmer im Feldtest 3 auf VNZ-Server in 8 Verteilungsnetzzellen (Netzgebiete)

Aufgrund der sehr ungleichen Verteilung der Teilnehmer auf die einzelnen Gebiete, für die jeweils ein VNZ-Server zuständig war, ergab sich eine Bandbreite von 10-220 Zählpunkten pro Server. Obwohl die angestrebte Zahl von 1500 Kunden nicht erreicht wurde, zeigte der Feldtest, dass dies bei einer Hochrechnung der 220 Zählpunkte auf die 8 VNZ-Server durchaus möglich gewesen wäre.

Würde man davon ausgehen, dass die Maximalzahl von 220 Zählpunkten pro VNZ-Server auch die maximal mögliche Anzahl wäre, benötigte man für die Versorgung von 1 Million Kunden über 4500 Server. Die Analyse der CPU-Auslastung des mit am stärksten belasteten Servers Fe22 soll zeigen, wie groß die noch vorhandenen Leistungsreserven sind. Die Darstellung zeigt den Monat August 2013, in dem es durchgehend Normalbetrieb ohne größere Sonderläufe gab, aufgeteilt in 15-Minuten-Intervalle:

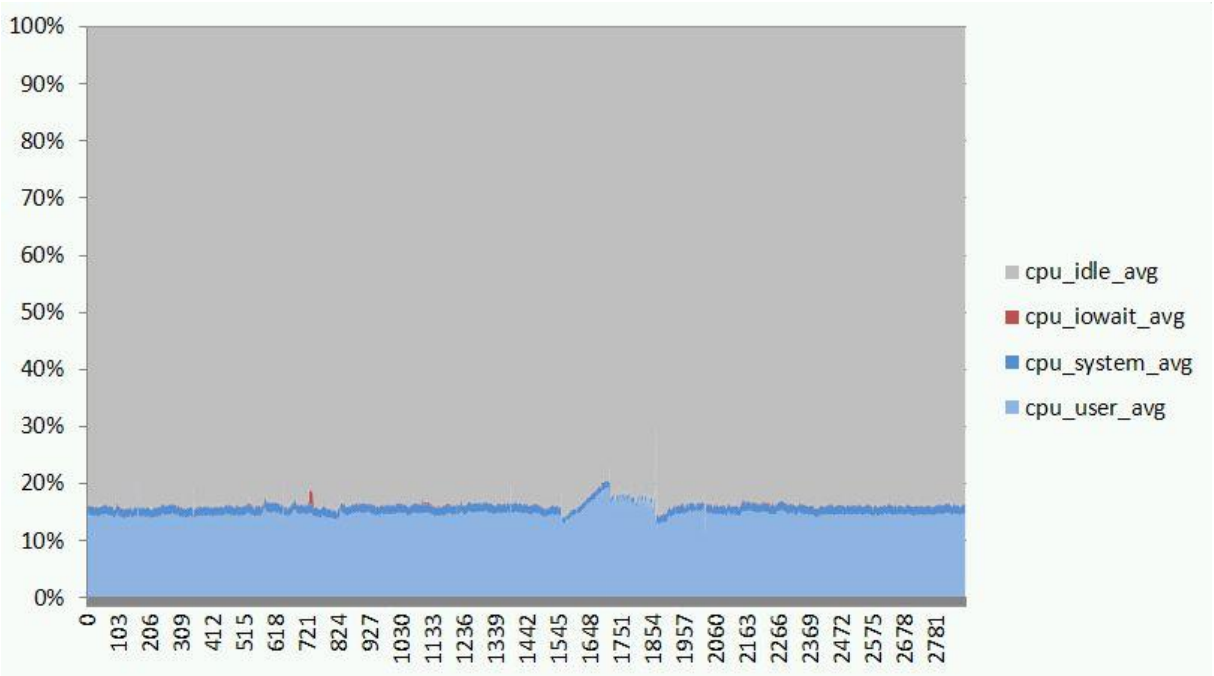


Abbildung 27: CPU-Auslastung der Verteilnetzzellenserver

Wie man sehen kann ist die Auslastung über den Monat hinweg relativ gleichmässig, die rein rechnerisch mögliche 6-fache CPU-Last ist allerdings in der Praxis nicht erreichbar, da hierbei die Gefahr bestünde, dass das System dabei in einen instabilen Zustand gerät. Mit etwas Sicherheitspuffer kann man aber anhand des globalen Bildes von einem Faktor 5 ausgehen.

Schaut man sich die Binnenstruktur eines 15-Minuten-Intevalls aufgelöst in 10-Sekunden-Schritten an, so erkennt man deutlich, dass die Lastverteilung auf kleineren Zeitskalen nicht mehr gleichmässig ist, was insbesondere auf die getaktete Übertragung der Zählerdaten zurückzuführen ist (vgl. Abbildung 28).

Wollte man bezüglich der Auslastung auch auf kleinen Skalen auf der sicheren Seite sein, bliebe nur noch ein Faktor 2 übrig. Durch bewusst herbeigeführte, gleichmäßige Verteilung der Zählerstandsabfragen über den kompletten 15-Minuten-Zeitraum ließe sich aber eine Annäherung an das globale Bild erreichen.

Im Ergebnis kann man aber davon ausgehen, dass – wenn Speicher und IO ebenfalls in hinreichender Art und Weise skalieren – bis zur 5-fachen Menge an Kunden von einem Server bewältigt werden könnte, so dass ca. 900 Server für die Versorgung von einer Million Kunden ausreichen würden.

Um das Skalierungspotenzial der Verteilnetzzellenebene auch für das Gesamtsystem vollständig zu heben, ist es notwendig, dass die Datenverarbeitung auch möglichst dezentral – also auf Verteilnetz- oder sogar Objektebene – erfolgt.

Dieser Grundsatz wurde für einige Komponenten befolgt:

- Pool-BEMI erstellt Tarife auf Verteilnetzebene
- Energy Data Server sammelt Zählerdaten auf Verteilnetzebene

allerdings nicht für alle.

So wurden alle Viertelstunden-Verbrauchswerte an die zentrale alphaCore-Datenbank übermittelt, von wo aus zum einen alle Werte an ein zentrales Webportal übergeben wurden und zum anderen daraus virtuelle Tarifregister als Basis für die Abrechnung der Kunden erstellt und an das Abrechnungssystem weitergeleitet wurden.

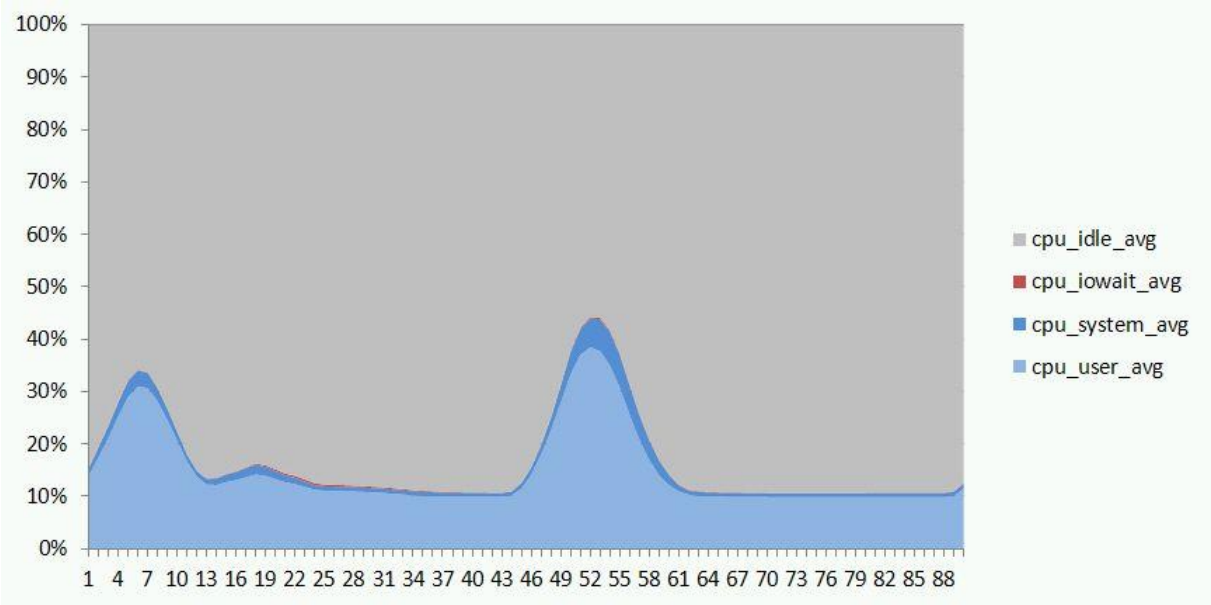


Abbildung 28: Lastverteilung auf Verteilnetzzellenserver im 15-min-Intervall

Auch wenn das bei der geringen Anzahl der Kunden des Feldtests so darstellbar war, erscheint das unter Skalierungsaspekten bei der zuvor erwähnten Größenordnung von einer Million Kunden nicht ratsam.

Auf die Darstellung der Verbräuche in einem zentralen Webportal könnte man verzichten, wenn dafür die Darstellung der Verbräuche über das im Energiebutler integrierte Portal sichergestellt wird. Dies brächte allerdings den Nachteil mit sich, dass der Zugriff auf die Viertelstunden-Stromverbrauchsdaten nicht mehr über das Internet, also nahezu überall, erfolgen könnte, sondern nur noch lokal im Kundenhaushalt. Eine weitere Alternative wäre, nur „ad hoc“ bei einem vom Nutzer gewünschten Zugriff auf Viertelstunden-Stromverbrauchsdaten über das zentrale Webportal diese Daten an das zentrale Webportal zu übertragen.

Die Berechnung der virtuellen Tarifregister als Basis für die Tarifabrechnung könnte bereits auf der Verteilnetzzellen-Ebene erfolgen, so dass nur noch die abrechnungsrelevanten letzten Tarifstände pro Abrechnungszeitraum übertragen werden müssten. Statt 30 Tagen * 96 Werte/Tag * min. 2 Registertypen, also min. 5760 Werten/Monat müssten dann bei einem Tarif mit 40 Stufen nur 40 Werte übermittelt werden, so dass ein Faktor größer 100 an Bandbreiten- und Hardwareressourcen auf der zentralen Ebene eingespart werden könnte. Im Umkehrschluss könnte mit den gleichen Ressourcen die hundertfache Anzahl an Kunden versorgt werden.

Auf der Verteilnetzzellenebene wäre die Berechnung der virtuellen Tarifregister unmittelbar möglich, da dort sowohl Verbräuche als auch Tarifinformationen bereits in der notwendigen Granularität vorliegen. Theoretisch wäre es sogar denkbar, diese Berechnung auf (Unter-)Objektebene vorzunehmen, indem man entweder geeignete Zähler etabliert, die mit den Tarifinformationen versorgt werden können und basierend darauf die jetzt virtuell erstellten Register real besitzen oder alternativ den Energiebutler mit den notwendigen Verbrauchsinformationen versorgt und dort die Berechnung der virtuellen Register vornimmt. Von beiden Alternativen ist die letzte unmittelbar als reine Softwarelösung realisierbar, während die erste

geeignete Zähler voraussetzt. Klar für die Zählervariante spricht jedoch, dass man dabei ausschließlich Komponenten verwendet, die dem Hoheitsbereich und der Kontrolle des Energieversorgers unterliegen und somit die Anforderungen in Bezug auf Integrität und Eichung leichter erfüllbar sind.

Folgt man dem Ansatz, weitere Funktionen auf die Verteilnetzebene zu verlagern, dann darf man nicht aus den Augen verlieren, dass hierfür auch entsprechende Leistungsreserven vorzuhalten sind. Zwar verfügen wie oben gezeigt alle VNZ-Server noch über hinreichende Kapazitäten, man muss sich allerdings entscheiden, ob man diese für eine Skalierung der Nutzerzahlen ausschöpft oder zumindest teilweise für neue Funktionen vorhält.

4.3.2 Leistung

Die allgemein gültigen Anforderungen an die Leistung werden maßgeblich durch das Mengengerüst bestimmt.

Für die Anzahl der Kunden gilt

> Das fachliche System Messwertverwaltung soll Anfragen und Verarbeitung von Daten von 1500 Kunden verarbeiten können.

Für die Zeithorizonte gilt

> Applikationskomponenten auf der Systemzelle sollen einen Datenhaltungshorizont von 3 Jahren haben

und

> Applikationskomponenten auf der Verteilnetzzelle sollen einen Datenhaltungshorizont von 1 Monat haben

Aus den Bereichen Verbrauchsvisualisierung, Abrechnung und Evaluierung ergeben sich jeweils Anforderungen an

> Konfiguration der Datendarstellung
>
> Die Darstellung der Strom-Verbrauchsdaten muss in Intervallen konfigurierbar sein.
>
> - 15 Minuten
> - Stunde
> - Tag
> - Monat

Virtuelle Tarifregister sollen gebildet werden
Aus den Kundenpreisprofilen und den Messwerten sollen 41 virtuelle Tarifregister im 1/4h Raster gebildet werden.

Verbrauchswerte müssen auf 15 Minuten interpoliert werden
Für die Evaluierung werden Verbrauchswerte benötigt, die auf 15 Minuten linear interpoliert sind.

Damit ergibt sich als kleinster gemeinsamer Nenner für das Messwerterfassungs-System:

Es müssen Messwerte in 1/4h Stunden Auflösung gemessen und übermittelt werden
Es müssen Wirkarbeitmesswerte in 1/4h Stunden Auflösung gemessen und übermittelt werden. Auf die Minutengrenzen (0, 15, 30, 45) soll interpoliert werden.

In den Feldtesten wurde die angestrebte Zahl von 1500 Kunden nicht erreicht, die maximale Anzahl von Feldtestteilnehmern lag etwa bei der Hälfte. Auch die maximal 3 Jahre Laufzeit der Feldteste wurde mit 2 Jahren zum Projektende nicht erreicht, so dass die geforderte Archivierung bei Überschreitung der Maximallaufzeit nicht zum Tragen kam. Der geforderte Zeitraum von einem Monat auf Verteilnetzzellenebene wurde hingegen weit überschritten, ohne dass in größerem Umfang Altdaten gelöscht werden mussten. Aufgrund der Unterschreitung der Kundenzahl, verbunden mit großzügig dimensionierten Verteilnetzzellenservern war das auch unproblematisch. Die geforderte Interpolation der Verbrauchswerte auf 15 Minuten erfolgte im Feldtest 2 basierend auf einer Messperiode von ca. 2,5 und bei den im Feldtest 3 eingesetzten Zählern 7,5 Minuten.

Für die dezentrale Erfassung und letztlich auch Visualisierung der Verbrauchsdaten bestanden folgende Anforderungen:

Zeitintervall für einen Messauftrag (BEMI UOZ-Messwertverwaltung) soll konfigurierbar sein
Das Zeitintervall für den Messvorgang (z.B. Sekunden-Minuten-Stunden-Takt) muss konfigurierbar sein. Verbrauchsdaten sollen dezentral im Sekundentakt erfasst werden können.

Zeitintervall für einen Messauftrag (EnergyDataServer VNZ-Messwertverwaltung) soll konfigurierbar sein
Das Zeitintervall für den Messvorgang (z.B. Sekunden-Minuten-Stunden-Takt) muss konfigurierbar sein. Verbrauchsdaten sollen dezentral im Sekundentakt erfasst werden können. Der elektronische Stromzähler muss Verbrauchswerte im Sekundenbereich liefern können

Im Gegensatz zur zentralen Aufbereitung ist hier insbesondere die Forderung nach sekundengenauer Auflösung der Verbrauchswerte relevant.

Die Anforderung, Zählerdaten zeitnah und auch in hoher zeitlicher Auflösung (wenige Sekunden) den Endkunden zur Verfügung zu stellen, wurde im Feldtest 2 nicht realisiert. Die technisch erreichbare Auflösung der Zählerabfragen des im Feldtest genutzten Zählers hätte unter den durch die Norm für Wireless M-Bus und die Projektanforderungen gegebenen Randbedingungen bei 2,5 Minuten gelegen, so dass unter Kosten/Nutzen-Gesichtspunkten auf die Implementierung dieser Anforderung verzichtet wurde. Da bei der ersten Komponente der Messkette die Auflösung bereits nicht erreicht wurde, war die Erfüllung der entsprechenden Anforderungen an EDS und BEMI obsolet.

Mit den im dritten Feldtest eingesetzten Zählern wäre es technisch möglich gewesen, eine zeitliche Auflösung von ca. 10 Sekunden zu erreichen. Allerdings wurde aufgrund der fortgeschrittenen Projektlaufzeit und der mit der Implementierung dieser Anforderung verbundenen notwendigen Änderungen an mehreren Stellen im Gesamtsystem die Implementierung nicht erneut ins Auge gefasst.

Im Rückgriff auf die Skalierungs-Diskussion lässt sich noch anmerken, dass im Sinne einer möglichst dezentralen Verarbeitung von Daten, eine direkte Kommunikation zwischen Zähler und BEMI ohne Umweg über die Verteilnetzzelle die effizientere Lösung darstellen würde. Das muss keinen funktionalen Verzicht auf die Komponente EDS für diesen Anwendungsfall bedeuten – lediglich die Teilfunktionen des EDS, die für dieses Szenario notwendig sind, wären physisch im Rahmen des BEMI-Anwendungsframeworks zu etablieren. Diese aus Skalierungs- und Performance-Gesichtspunkten zu präferierende Variante wurde im Rahmen der Aktivitäten des BSI zum Schutzprofil sowie Technische Richtlinie Smart Meter Gateway umgesetzt.

4.3.3 Verfügbarkeit

Das zentrale, die Verfügbarkeit unterstützende Konzept ist das zellulare System und die damit verbundene Forderung, dass einzelne Zellen auch unabhängig von den anderen ihre Kernaufgaben wahrnehmen können sollen.

Im Anforderungskatalog findet sich hierzu:

Teile des Systems sollen autonom arbeiten können
Die zumindest zeitweise Autonomie einzelner Teile des Systems, also die Unabhängigkeit von anderen Systemteilen, erhöht die Verfügbarkeit. Eine Objektnetztelle soll, wenn auch vielleicht mit Einschränkungen, auch ohne Verbindung zum Verteilnetz oder der Systemzelle funktionieren können. Analog soll eine Verteilnetzzelle ohne Verbindung zur Systemzelle funktionieren können. Umgekehrt soll eine Verteilnetzzelle auch dann funktionieren, wenn ein Teil der enthaltenen Objektnetzzellen nicht funktioniert und letztlich soll die Funktion des Gesamtsystems nicht durch den Ausfall einzelner Verteilnetzzellen verhindert werden.

Teilsysteme sollen nicht zu eng gekoppelt werden

Wenn Teilsysteme zu eng aneinander gekoppelt werden, dann können diese kaum noch Aufgaben selbständig übernehmen.

Aus diesem Grund soll eine zu enge Kopplung von Teilsystemen vermieden werden.

Lokale Kopien von funktionsrelevanten Daten sollen vorgehalten werden

Daten, die für Funktionen eines Teilsystems unabdingbar sind, sollten lokal vorgehalten werden. Wenn das System nicht ohnehin der Träger dieser Daten ist, dann sollten Kopien der Daten vorgehalten werden.

Diese Anforderung unterstützt die Autonomie des Teilsystems und somit die Verfügbarkeit.

Die Basis für die Autonomie wurde im Anwendungsdesign gelegt, bei dem die Funktionen, die in einem engen logischen und zeitlichen Zusammenhang benötigt wurden, auch in einer Anwendungskomponente zusammengefasst wurden. Eine Ausnahme hätte hier nur die zeitnahe Visualisierung von Zählerdaten gebildet, die für ihre Ausführung eine ganze Reihe von Komponenten verschiedener Zellen nahezu zeitgleich benötigt hätte, die aber wie oben ausgeführt nicht implementiert wurde.

Die Infrastrukturkomponente, welche die lose Kopplung auf Kommunikationsebene ermöglicht, ist das zwischen Systemzelle, Verteilnetzzelle und Unterobjektzelle etablierte Queueing-System, welches über alle Ebenen hinweg asynchrone Kommunikation durch Pufferung der ein- und ausgehenden Nachrichten ermöglicht. Ist ein Kommunikationspartner nicht unmittelbar erreichbar, wird die Nachricht gespeichert und – nachdem die Verbindung wieder etabliert wurde – zugestellt.

Die Funktion des Queueing-Systems wurde auch in den Feldtesten erfolgreich gezeigt, allerdings kam es in der Praxis teilweise zu längeren Kommunikations-Ausfällen, die in der Folge zu einer Überlastung des Queueing-Systems führten, da einzelne Queues vollliefen. Dieses Grundsatzproblem, welches im Rahmen eines Feldtests durch großzügigere Dimensionierung der Queues in den Griff zu bekommen war, muss im Produktivbetrieb durch begleitende Monitoring-Verfahren adressiert werden, um die Zeiten der Kommunikations-Ausfälle in einem definierten Zeitrahmen zu halten.

In den Feldtests waren die Zellen der unteren Ebenen jeweils gekoppelt mit einer einzigen Zelle der oberen Ebene (statische Kopplung). Eine weitere Alternative, um eine drohende Überlastung der Kommunikations-Queues in einem produktiven System zu minimieren bzw. die Folgen eines Ausfalls einer Zelle der übergeordneten Ebene abzumildern, ist eine dynamische Kopplung. Die lose Zuordnung von Komponenten der unteren Ebenen zu Komponenten der höheren Ebenen, ermöglicht in diesen Fällen, die Kommunikation über eine andere Zelle zu leiten.

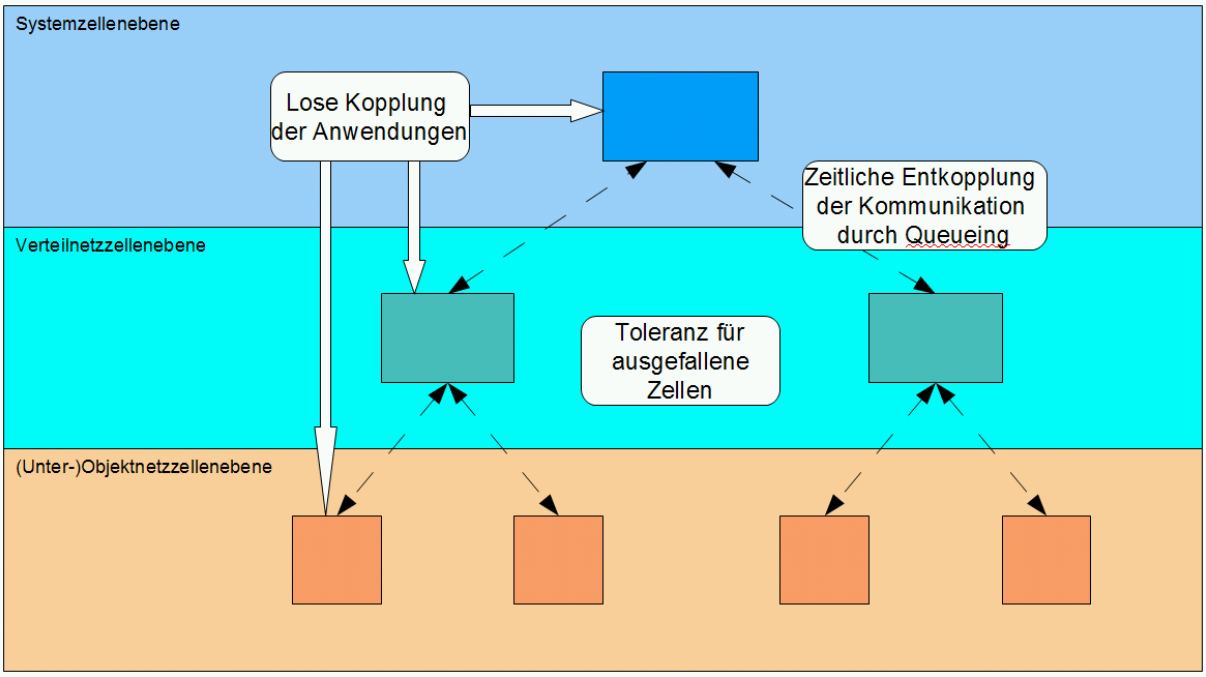


Abbildung 29: Lose Kommunikationskopplung der Zellen durch Queueing-System

Die Anforderung, relevante Daten lokal vorzuhalten, wurde an einer ganzen Reihe von Stellen realisiert. Prominentestes Beispiel sind die Stammdaten, die an alle Komponenten, je nach Bedarf ganz oder in Auszügen, verteilt wurden. Ein anwendungsnäheres Beispiel stellen die Preisprofile dar. Während diese im Normalbetrieb vom Pool-BEMI erstellt und an die BEMIs verteilt werden sollten, verfügten die BEMIs zusätzlich über ein oder mehrere Backup-Preisprofile, auf welche im Fall einer ausbleibenden Aktualisierung zurückgegriffen werden konnte. Ein weiteres plakatives Beispiel stellen die Schaltboxen dar, die auch ohne Verbindung zum steuernden BEMI über ein lokal hinterlegtes Notprogramm verfügen und dadurch eben mehr als nur ein fernsteuerbarer Zwischenstecker sind.

Abgesehen von den Daten verfügen alle Komponenten über einen vollständigen lokal installierten Satz von System- und Anwendungsprogrammen, so dass auch bei völligem Fehlen von Kommunikationsverbindungen jedes System lokal gestartet und betrieben werden kann. Auf Verfahren wie Booten oder Konfigurieren mittels im Netz vorhandener Ressourcen wurde bewusst verzichtet um nicht auf der System-Ebene Abhängigkeiten zu schaffen, die auf Anwendungsebene vermieden wurden.

4.3.4 Fazit

Wie oben ausgeführt konnte die Erfüllung der nicht funktionalen Architekturanforderungen in Bezug auf Leistung, Skalierbarkeit und Verfügbarkeit weitgehend gezeigt werden, wobei aber nicht alle eingangs geplanten Funktionen auch im Feldtest umgesetzt wurden, so dass sich die Bewertung auf die umgesetzten Funktionen beschränken musste.

Zu erwähnen bleibt noch, dass die eingesetzten und in Teilen für das Forschungsprojekt neu entwickelten Komponenten auf allen Ebenen naturgemäß mit einigen Kinderkrankheiten zu kämpfen hatten. Entsprechend sind hier noch einige Reserven in Bezug auf Zuverlässigkeit und Leistung vorhanden. Dies darf jedoch nicht mit einer Schwäche der Architektur an sich verwechselt werden, die sich im Feldtest durchaus bewährt hat und in der Lage war, Schwächen einzelner Komponenten zu kompensieren.

4.4 Bewertung des dezentralen Energiemanagementsystems[34]

Energiebutler – Energiemanager im Feldtesteinsatz

Wichtiger Bestandteil der moma-Feldtests ist der Energiebutler. Dieser Kleincomputer fungiert als dezentraler Energiemanager beim Kunden. Er empfängt Preissignale über das gesicherte Powerline-Netz (BPL) und steuert über die Funk-Steckdosen die angeschlossenen Haushaltsgeräte. Über ein Webinterface ermöglicht er dem Kunden die Konfiguration des Managements nach seinen Bedürfnissen und stellt Informationen zu Gerätefahrplan, Tarifhöhe- und –verlauf sowie Stromverbrauch dar.

Papendorf Software Engineering hat die Hardware des Energiebutlers entwickelt. Zudem wurden die Basis-Softwarekomponenten für das System entwickelt und für den Feldtest angepasst. Dazu gehört eine spezielle Version des Linux-Betriebssystems, die Treiber für die integrierten Schnittstellen (USB, LAN, WLAN, ZigBee-Funk) sowie verschiedene Werkzeuge zur Inbetriebnahme des Gerätes bei der Installation und zur Fernwartung.

Installationsprozess

Die Installation des Energiebutlers erfolgte durch speziell geschulte Elektroinstallateure. Diese verfügten auch über sehr gute Kenntnisse im Bereich Netzwerke und IT-Endkundengeräte. So konnte bei auftretenden Problemen, zum Beispiel bestimmten Netzwerkeinstellungen beim Kunden, oft flexibel reagiert werden, so dass der Second-Level-Support der Papendorf Software kaum in Anspruch genommen wurde. Grund hierfür war aber auch, dass bei auftretenden Softwareproblemen oft ein neues Gerät aus dem Bestand genommen wurde, um den Installationsprozess zu beschleunigen. Die Geräte, bei denen diese Softwareprobleme aufgetreten waren, konnten per USB-Speicherstick später in den Auslieferungszustand zurückversetzt und erneut installiert werden.

Da im dritten Feldtest kein Display im Energiebutler verbaut war, mussten zudem weitere Funktionen per USB-Speicherstick realisiert werden, welche vorher über das Display vorgenommen werden konnten. Dazu gehört zum Beispiel die Konfiguration der Netzwerkeinstellungen oder das Aufspielen von Updates. Diese Funktionen erwiesen sich zwar grundsätzlich als stabil. Da aber Status- und Fehlermeldungen wegen der fehlenden optischen Schnittstelle mit Tonfolgen realisiert werden mussten, erwies sich die Bedienung in der Praxis nicht immer als trivial.

Insgesamt zeigte sich auch im dritten Feldtest, dass die Einbindung von Geräten in Heimnetze von Kunden sehr zeitaufwändig sein kann. Dies liegt insbesondere daran, dass jedes Kundennetzwerk ein eigenes „Biotop“ aus verschiedensten Endgeräten, Netzwerkeinstellungen und aktivierten Sicherheitsfunktionen (Firewalls, Portsperren etc.) darstellt. Dieses Biotop erschwert einen standardisierten Installationsprozess, da Seitenerscheinungen auftreten können, welche in der Entwicklungsumgebung nicht vorhergesehen werden konnten. Bei moma kommt erschwerend hinzu, dass der Installationsort des Energiebutlers nicht völlig frei gewählt werden kann, sondern von der Position der Funksteckdosen abhängt, die die Haushaltsgeräte schalten. Die Funkreichweite ist allerdings beschränkt und wird insbesondere durch Wände verringert.

Betriebserfahrungen mit der Hardware

Analog zu den positiven Ergebnissen des zweiten Feldtests konnten auch im dritten Feldtest nur wenige Probleme mit der Hardware identifiziert werden. Eine wichtige Voraussetzung zu einem Smart-Grid-Rollout

[34] Autor: Thomas Große Böckmann (Papendorf System Engineering)

ist damit erfüllt. Lediglich die Funkschnittstelle des Energiebutlers war bei einer einstelligen Geräteanzahl (unter 1% der Geräte) defekt und musste getauscht werden. Zudem war ein Steckernetzteil defekt. Insgesamt kann die Hardwarezuverlässigkeit als sehr gut beurteilt werden.

Problematischer zeigte sich im Endkundenumfeld die Kompatibilität verschiedener Hardwarekomponenten im Heimnetz. So verursachte ein bestimmter Router Kommunikationsprobleme, dessen Ursache nicht abschließend aufgeklärt werden konnte. Letztlich handelt es sich bei diesen augenscheinlichen Hardwareproblemen aber eher um Treiber- und damit Softwareprobleme.

Die Verbindungsqualität über den Funkstandard ZigBee erwies sich als wesentlich besser als über die zuvor verwendete Z-Wave-Technik. Somit stieg die Flexibilität bei der Installation der Geräte im Endkundenumfeld.

Betriebserfahrungen mit der Energiebutler-Software (Betriebssystem und Fernwartung)

Die hohe Anzahl an Kunden und das Fehlen einer umfassenden, zentralen Überwachungssoftware machte es notwendig, den Energiebutler mit diversen Funktionen zur Selbstüberwachung und –Heilung auszustatten. So wurde an mehreren Stellen ein „Wachhund“ (Watchdog) implementiert. Dieser sorgt dafür, dass beim Fehlen bestimmter Voraussetzungen das System in Teilen oder ganz neu gestartet wird. So startet das Gerät zum Beispiel selbstständig neu, wenn Teile des Energiemanagements abgestürzt sind. Weiterhin wurden einfache Protokollfunktionen implementiert, welche eine nachträgliche Auswertung im Fehlerfall erleichtern.

Im laufenden Feldtest wurde deutlich, dass bereits eine überschaubare Anzahl dieser „Helferlein“ zu einem komplexen Zusammenspiel mit unerwarteten Seiteneffekten führen können. So führte bei einigen Kunden eine zu langsame Startzeit des Gerätes, zum Beispiel aufgrund von Problemen im Heimnetz, zu einem automatischen Neustart des Energiebutlers. Ein anderes Gerät startete stetig neu, weil mehr Funksteckdosen als vorgesehen angeschlossen waren. Häufige Neustarts führen neben der nicht mehr vorhandenen Funktion der Geräte auch dazu, dass kaum noch Zeitfenster für die Ferneinwahl auf die Geräte zur Verfügung stehen. Somit mussten diese Geräte dann vor Ort getauscht werden.

Sehr hilfreich erwies sich auch im dritten Feldtest die Funktion eines automatischen Updates. Gleichzeitig zeigte sich auch hier, dass bei einer hohen dreistelligen Kundenanzahl immer wieder unvorhergesehene Konstellationen auftreten können. So war bei einem Gerät die Verbindungsqualität zum Powerline-Netz nicht ausreichend, um ein sehr großes Updatepaket innerhalb der vorgesehenen Zeitspanne zu übertragen. Dies führte immer wieder zum Abbruch und Neustart des Updateprozesses. Diese und andere Konstellationen ließen sich in den vorherigen Labortests nicht erkennen, so dass der Updatemechanismus während des Feldtests weiter gereift ist.

Performance der Hardwareplattform

Wie bereits in den ersten Feldtests zeigte sich, dass das verwendete Softwarekonzept recht speicherintensiv ist. Nach vollständigem Start des Systems war der Speicher üblicherweise zu etwa 80 % belegt. Zudem dauert es mit drei bis vier Minuten recht lange, bis der Bootvorgang abgeschlossen ist. Dies ist vor allem dann problematisch, wenn bei der Installation das Gerät mehrfach neu gestartet werden muss, um beispielsweise die Netzwerkeinstellungen zu testen.

Zwar entwickelt sich sowohl die Rechenleistung als auch die Speicherkapazität von neuen Hardwarebausteinen immer weiter. Trotzdem ist anzuraten, für einen flächendeckenden Rollout auf ein sehr spezialisiertes, schlankes Hard- und Softwarekonzept zu setzen. So ist es perspektivisch denkbar, die volle Energiemanager-Funktionalität beispielsweise in einem Netzwerkrouter unterzubringen. Dies war im Rahmen des Forschungsprojektes allerdings nur schwer umzusetzen. Die verwendete Hard- und Software

ermöglicht maximale Flexibilität in der Entwicklung. Die Entwicklungskostenumlage für hoch spezialisierte Hardware läge zudem erst bei fünfstelligen Stückzahlen in einem vertretbaren Rahmen.

Grundtendenzen der Erfahrungen aus dem Feldtestbetrieb

Folgende Punkte können als Ergebnisse und Ausblick zusammengefasst werden

- Einfache und schnelle Installation sind Grundvoraussetzung für eine kostengünstige, flächendeckende Umsetzung des Smart Grid; auf Geräteebene kann dies durch automatische Softwareprozesse und eigensichere Systeme erreicht werden („Plug and Play“)
- Klare Rückmeldungen für den Benutzer: je eingeschränkter die Schnittstellen nach außen, desto mehr Aufwand muss in die Benutzerfreundlichkeit der Signale investiert werden (LED-, Ton-Signale)
- Konzentration auf Basis-Funktionen beim Energiemanagement vermindert Seiteneffekte und vereinfacht die Bedienung für den Benutzer
- Die Integration des Energiebutlers als Energiemanagement Gateway in Verbindung mit dem Smart Grid führt zu einer gefährdeten Betriebssicherheit sowie auch zur potentiellen Angreifbarkeit. Hier sind analog zum Smart Meter Gateway Festlegungen zur Informationssicherheit, zu kommunikationstechnischen Anforderungen sowie zur Administration des Gerätes zu treffen

4.5 Bewertung der Kommunikationstechnik[35]

4.5.1 Beschreibung der eingesetzten Breitband-Powerline-Technik

Für die Datenkommunikation zwischen Energiebutler und VNZ-Server bzw. BDKE und VNZ-Server wurde in allen Feldtests die Breitband Powerline (BPL)-Technik von PPC verwendet. In Mannheim waren bereits vor Beginn der Feldtests etwa 80% der Haushalte über BPL erreichbar. Die BPL-Technik wird im Niederspannungsnetz zur Überbrückung der sogenannten letzten Meile eingesetzt. BPL bildet auf dem Stromnetz eine vermaschte, vollständig TCP/IP basierte Kommunikationsstruktur. Im Folgenden wird der grundsätzliche Aufbau des BPL-Netzes in Mannheim kurz erläutert.

Zur Realisierung eines BPL-Netzes müssen einige Netzknoten im Niederspannungsnetz – also einige Transformatoren oder Straßenverteiler – mit einem IP-Backbone verbunden werden. Dies kann entweder mithilfe konventioneller Datenübertragungsmethoden geschehen – etwa per Glasfaserkabel, VDSL oder Wireless Networks – oder indem die Transformatorstation ihrerseits Breitband-Powerline-Technik und das bestehende Mittelspannungsstromnetz zur Datenübertragung nutzt. Für den Feldtest wurden zusätzliche Bereiche mit Hilfe von UMTS bzw. Koaxial-Kabel als Backbone-Technologie erschlossen.

[35] Autoren: Christine Müller, Stefan Sender, Thomas Wolski (Power Plus Communications AG)

Diese Netzknoten mit Backbone-Anbindung sind die Standorte für die BPL-Headends, die die IP-Daten aus dem Backbone verarbeiten und über das Stromnetz an die jeweiligen Endpunkte (BDKEs, Energiebutler usw.) senden. In der einen Richtung moduliert das BPL-Headend das IP-Signal, das vom Erzeuger über den Backbone kommt, auf das Stromkabel, und in der anderen Richtung demoduliert das BPL-Headend das IP-Signal, das über das Stromkabel vom Verbraucher kommt, sodass es in den IP-Backbone geleitet werden kann. Zugleich kontrolliert das Headend alle ihm zugeordneten BPL-Repeater und BPL-Gateways in seiner Region des Verteilernetzes, in seiner BPL-Zelle.

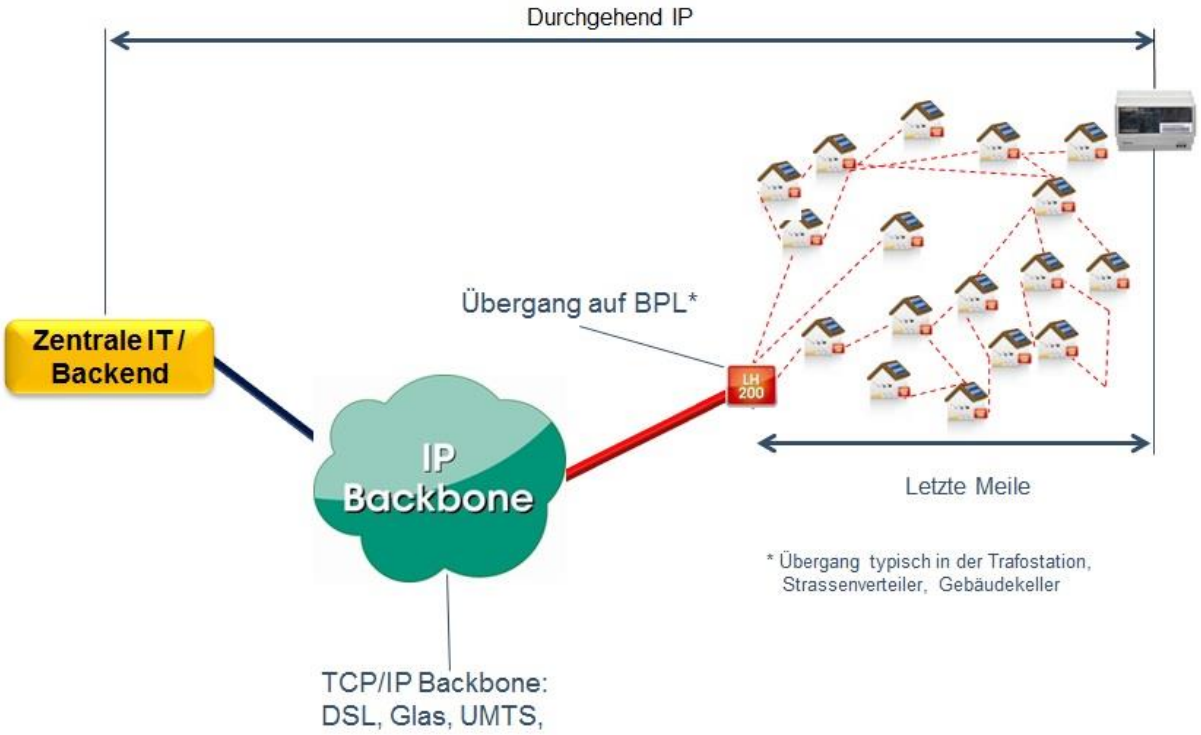


Abbildung 30: IP-basierende Kommunikation mit BPL

Aus regulatorischen Gründen muss die Signalstärke der BPL-Geräte begrenzt werden. Andererseits dämpft aber jeder Straßenverteilerkasten, jedes Stromkabel und jede elektrische Verbindung das BPL-Signal. Sogenannte Smart Repeater im Stromnetz lösen dieses Problem. Sie fungieren als Verstärker für die Signale und bilden, zusammen mit den BPL-Gateways, die Knoten des vermaschten Netzes („meshed network“). Smart Repeater werden bei der BPL-Technik in jeden Netzknoten installiert, der nicht mit einem BPL-Headend ausgerüstet ist. Das intelligente Netz kann jeden verfügbaren BPL-Repeater automatisch in seine komplexe, vermaschte Netzwerkstruktur integrieren, dadurch die Verbindungsqualität in der lokalen BPL-Zelle verbessern und sich automatisch an die aktuellen Übertragungs-Verhältnisse im Stromnetz anpassen.

Das BPL-Gateway selbst wird üblicherweise in der Nähe der Zähler, oft im Haus, eingebaut und per Standardschnittstellen an die intelligenten Zähler angeschlossen. Aufgrund des Routing-Protokolls, das das BPL-Headend für seine BPL-Zelle, also für seine lokalen Smart Repeater und seine lokalen Gateways, festlegt, stellen diese Komponenten ein vermaschtes Kommunikationsnetz dar, das sich dynamisch an die aktuellen Übertragungsgegebenheiten anpasst und stets den sinnvollsten Kommunikationspfad wählt. Eine Verbindung zwischen Gateway und Headend kann dabei sogar aus mehreren unabhängigen Verbindungswegen über mehrere Repeater bestehen. Der Routing- Algorithmus wählt automatisch den optimalen Weg zwischen Gateway und Headend. So reagiert das System permanent auf mögliche

Veränderungen im Stromnetz (z.B. durch Störungen, Schaltvorgänge o.ä.) und optimiert die Verbindungen entsprechend. Dies geht so weit, dass sogar der lokalen BPL-Zelle ihr BPL-Headend dynamisch zugeordnet werden kann.

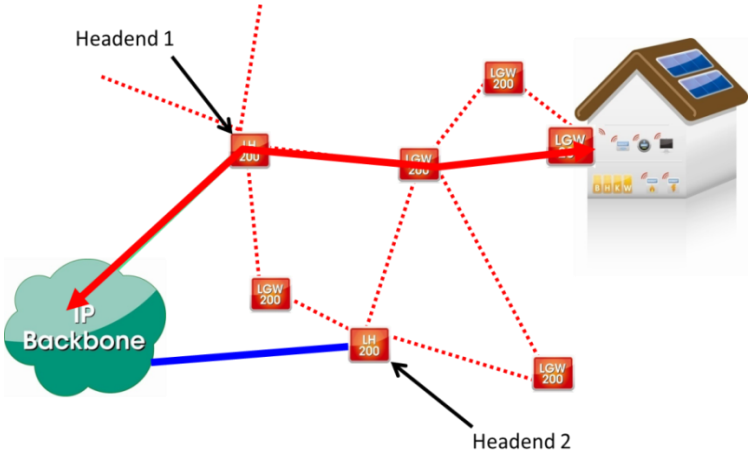


Abbildung 31: Intelligentes Routing innerhalb des BPL-Netzes I: Kommunikation über Headend 1

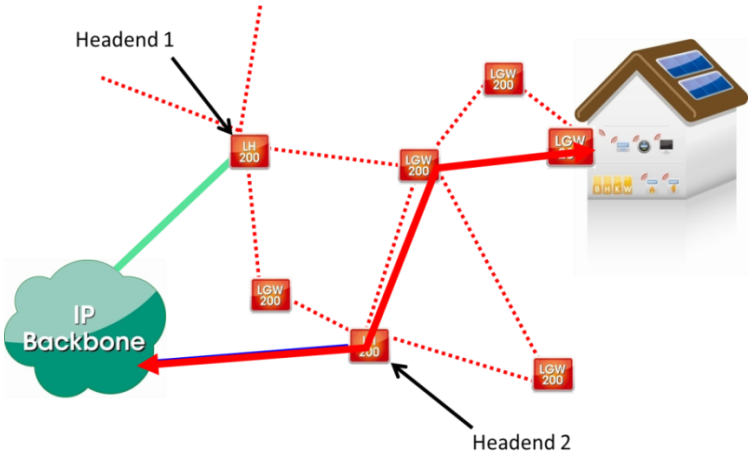


Abbildung 32: Intelligentes Routing innerhalb des BPL-Netzes II: Kommunikation über Headend 2

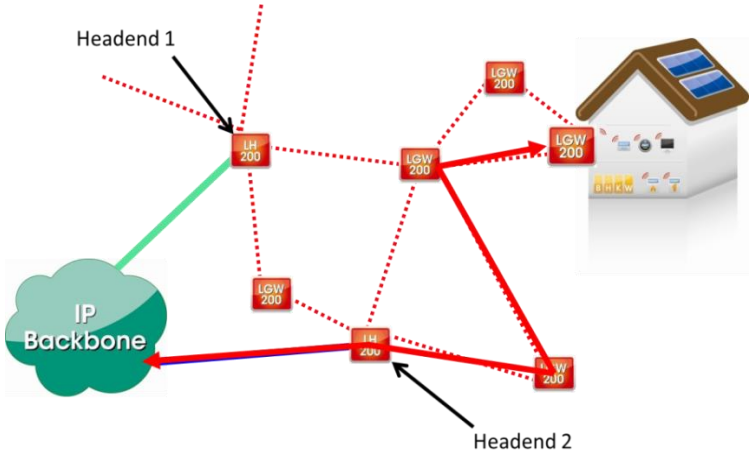


Abbildung 33: Intelligentes Routing innerhalb des BPL-Netzes III: Kommunikation über Headend 2 auf alternativem Kommunikationsweg

Für die Kommunikationseinbindung des Energiebutlers in die moma-Systemarchitektur wurde in der Wohnung des Kunden (meist in der Nähe des Kunden-PC) ein BPL-Modem installiert, dass den Energiebutler-seitigen Abschluss des BPL-Netzes darstellt, d.h. das BPL-Modem stellt dem Energiebutler einen IP-Zugang in das private Netz des EVU bzw. das moma-Netz zur Verfügung. Für die Installation des BPL-Modems wird nur eine normale Wandsteckdose benötigt. Nach dem Einstecken des Modems in die Steckdose wird vom Modem eigenständig eine Verbindung zu dem BPL-Headend aufgebaut, das aktuell am besten erreichbar ist.

Die Kommunikation innerhalb des BPL-Netzes erfolgt innerhalb eines eigenen privaten IP-Netzes, das von außen, d.h. aus dem Internet nicht zugänglich ist. Das vorhandene BPL-Netz wurde für die Feldtests in acht Bereiche (Verteilnetzzellen) aufgeteilt, denen jeweils ein Verteilnetzzellen-Server (VNZ-Server) zugeordnet wurde. Fast alle dieser VNZ-Server waren dezentral in Schwerpunktstationen bzw. Trafostationen, d.h. direkt in den Verteilnetzzellen, installiert. Ein VNZ-Server war im Serverraum der PPC untergebracht, da hier die Anbindung der zusätzlichen neu und über UMTS bzw. über Koaxial-Kabel erschlossenen Bereiche zusammenlief.

Die Kommunikation der VNZ-Server mit den Systemzellen Servern erfolgt über gesicherte VPN-Tunnel Verbindungen über den IP-Backbone.

4.5.2 Bewertung der gewählten Datenkommunikation

Die BPL-Technik als Basistechnologie zur Datenkommunikation im Modellstadt Mannheim Projekt hat mehrere Vorteile:

- BPL bildet auf dem Stromnetz eine vermaschte, vollständig TCP/IP-basierte Kommunikationsstruktur. Jeder Punkt im Netz ist schnell und einfach anzubinden. Gleichzeitig sind die Betreiber nicht auf Drittanbieter angewiesen, da sie auf das Kommunikationsmedium – das Stromnetz – vollen Zugriff haben.

- Durch die schon vor dem Feldtest vorhandene fast flächendeckende Abdeckung (80% der Haushalte in Mannheim können über BPL erreicht werden) konnte großen Teilen der Mannheimer Bevölkerung eine Teilnahme an den Feldtests angeboten werden.

- Die Standorte der Zähler und Energiebutler (meist Keller und Wohnung des Kunden) können über das Stromkabel optimal erreicht werden. Mit anderen Kommunikationslösungen ist die Erreichbarkeit meist nur unter erhöhtem Aufwand möglich (bei Funkanbindung ist beispielsweise häufig die Installation einer Außenantenne notwendig).

- Durch Verwendung TCP/IP als Kommunikationsprotokoll ist eine Nutzung aller bekannten Datenschutz- und Datensicherheitsmechanismen (z.B. Datenübertragung über gesicherte Verbindungen, VPN-Tunnel, Verschlüsselung usw.) auf dem gesamten Kommunikationsweg möglich.

- Durch die breitbandige Übertragung des BPL-Netzes kann eine Auslesung der Zählerdaten in Echtzeit gewährleistet werden und die Remote-Software-Updates des Energiebutlers durchgeführt werden.

Für die moma-Feldtests wurden einige bisher noch nicht mit BPL erschlossene Bereiche mit BPL-Technik ausgebaut. Um einen möglich kurzfristigen Ausbau zu ermöglichen, wurde auf UMTS und Koaxial-Kabel (Fernsehkabel) als Backbone-Anbindung für die Headends zurückgegriffen. Im Falle der UMTS-Anbindung wurden Trafostationen ausgewählt, an deren Standorten vorher die UMTS-Abdeckung durch entsprechende Messungen bestätigt werden konnte. Die Anbindung über Koaxial-Kabel ist für Trafostationen normalerweise nicht möglich, so dass die Headends dann in Kundengebäuden am Stromhausanschluss installiert werden mussten. Die Headends wurden dann über geschützte VPN-Tunnel in den BPL-Backbone eingebunden.

Die über Koaxial-Kabel angebundenen BPL-Zellen zeigten während der Feldtests keinerlei Probleme. Die Anbindung von BPL-Zellen über eine UMTS-Verbindung war recht fehleranfällig. Zum einen ergaben sich in diesen Bereichen sehr lange Latenzzeiten zu den Headends und damit auch zu den BDKEs und Energiebutlern, was im Falle der Energiebutler auch in einem Einzelfall dazu führte, dass der Energiebutler nicht upgedatet werden konnte. Zusätzlich war die verfügbare Bandbreite über die UMTS-Verbindung sehr schwankend. Für einen flächendeckenden Einsatz ist UMTS als Backbone-Technologie nur bedingt geeignet.

4.5.3 Messtechnische Betrachtung der BPL-Technik

Für die messtechnische Bewertung der BPL-Technik wurden an zufällig ausgewählten Endpunkten (BPL-Modem für BDKE und BPL-Modem für Energiebutler) im moma-Netz Messungen der Latenzzeiten und des Datendurchsatzes gemacht. Als Zielpunkt wurde jeweils der für diesen Bereich zuständige VNZ-Server gewählt. Zudem wurde die Zeit gemessen, welche für die Auslesung eines Zählers vom VNZ-Server aus benötigt wurde. Alle Messungen wurden im laufenden Betrieb, d.h. bei normaler Belastung des BPL-Netzes durchgeführt.

Für die Messung der Latenzzeit wurde ein Standard-Ping an den entsprechenden VNZ-Server gesendet. Die Ergebnisse zeigen Latenzzeiten im Bereich zwischen 7 ms und 39 ms, wobei bei den Messungen keine Pings verloren gingen.

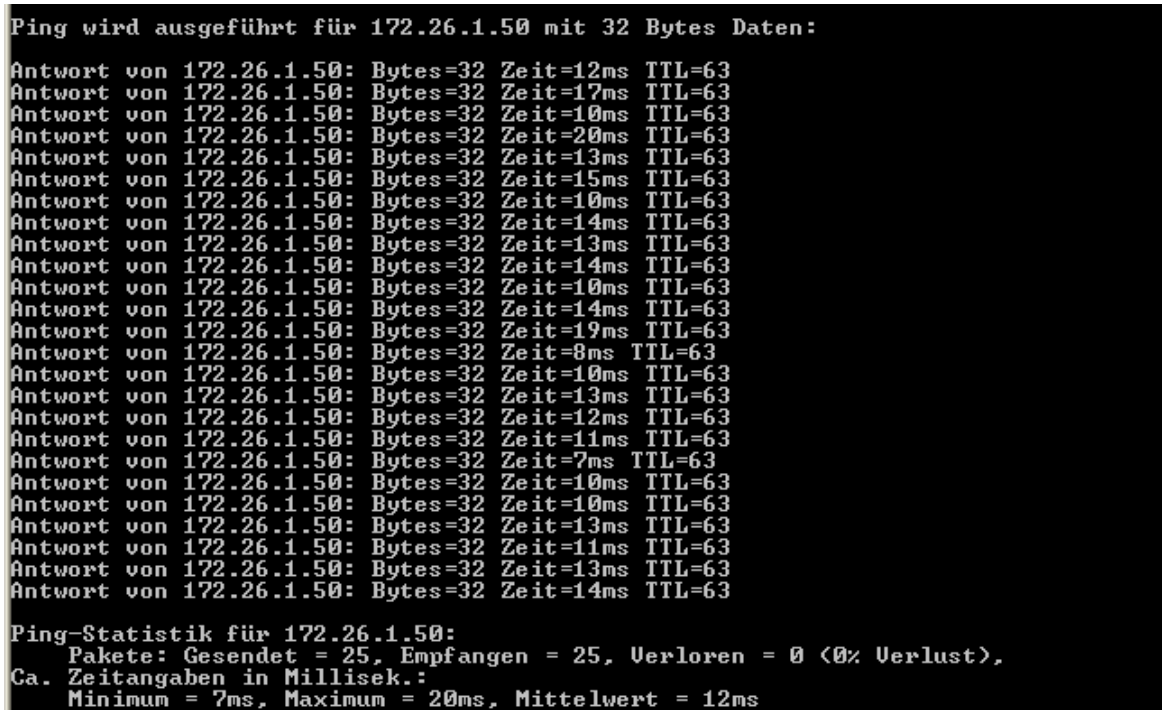


Abbildung 34: Pingtest an einer BDKE in Seckenheim

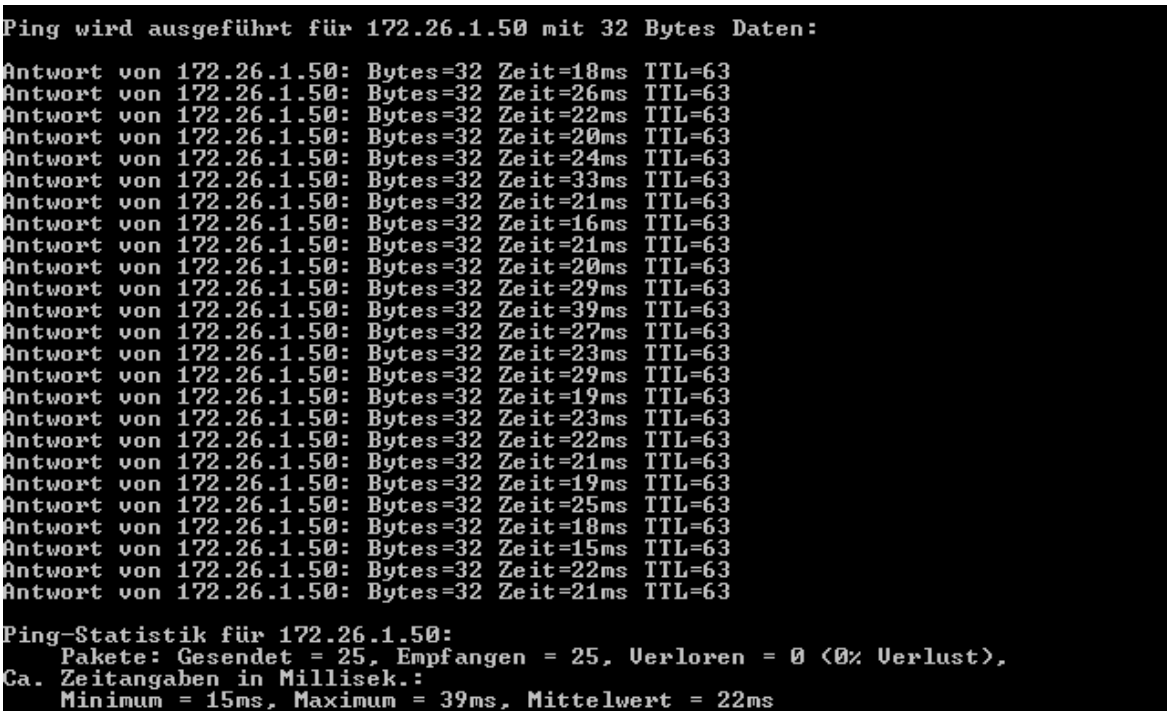


Abbildung 35: Pingtest an einem Energiebutler in Seckenheim

```
Ping wird ausgeführt für 172.25.1.65 mit 32 Bytes Daten:

Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=32ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=32ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=24ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=32ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=28ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=31ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=25ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=32ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=29ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=25ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=27ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=35ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=31ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=20ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=29ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=20ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=22ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=28ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=27ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=25ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=21ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=26ms TTL=63
Antwort von 172.25.1.65: Bytes=32 Zeit=28ms TTL=63

Ping-Statistik für 172.25.1.65:
    Pakete: Gesendet = 23, Empfangen = 23, Verloren = 0 (0% Verlust),
Ca. Zeitangaben in Millisek.:
    Minimum = 20ms, Maximum = 35ms, Mittelwert = 27ms
```

Abbildung 36: Pingtest an einer BDKE in Käfertal

```
Ping wird ausgeführt für 172.28.2.50 mit 32 Bytes Daten:

Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=17ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=34ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=33ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=18ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=19ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=18ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=18ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=19ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=17ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=19ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=35ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=27ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=18ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=18ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=19ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=18ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=18ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=18ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=18ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=17ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=29ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=23ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=19ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=32ms TTL=63
Antwort von 172.28.2.50: Bytes=32 Zeit=18ms TTL=63

Ping-Statistik für 172.28.2.50:
    Pakete: Gesendet = 25, Empfangen = 25, Verloren = 0 (0% Verlust),
Ca. Zeitangaben in Millisek.:
    Minimum = 17ms, Maximum = 35ms, Mittelwert = 21ms
```

Abbildung 37: Pingtest an einer BDKE in Wohlgelegen

Eine signifikantere Aussage über die Leistungsfähigkeit des BPL-Netzes gibt die Messung des Datendurchsatzes. Die Messung wurde mit Hilfe des iperf-Tools durchgeführt. Hierzu wurde auf den VNZ-Servern das iperf-Programm in der Server-Funktion in Betrieb genommen. Die Messung erfolgte von den

gleichen Messpunkten wie bei der Messung der Latenzzeiten. Die iperf-Messung wurde jeweils über einen Zeitraum von einer Minute durchgeführt. Bei den Messungen wurde der Datendurchsatz bei Verwendung des TCP/IP-Protokolls gemessen.

Hierbei wurden folgende Ergebnisse gemessen:

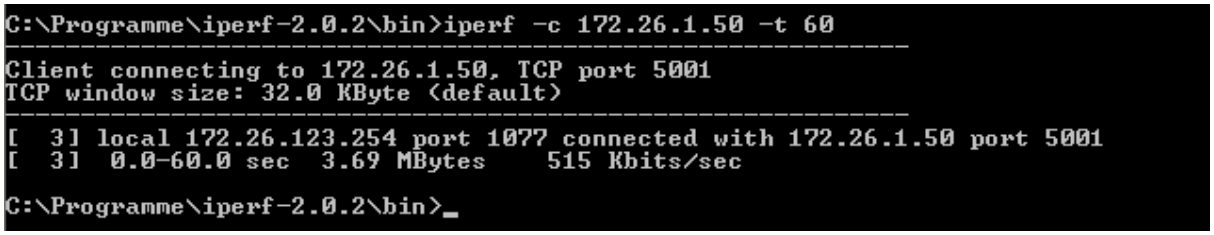


Abbildung 38: Ergebnisse der iperf-Messung an einer BDKE in Seckenheim

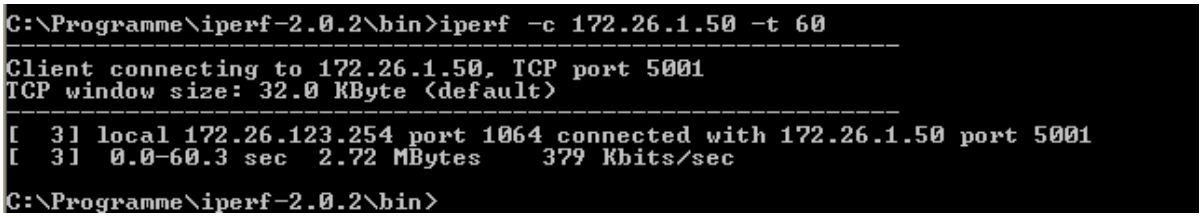


Abbildung 39: Ergebnisse der iperf-Messung an einem Energiebutler in Seckenheim

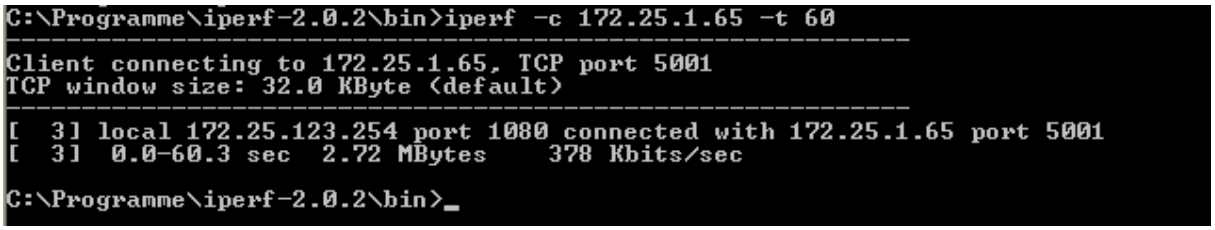


Abbildung 40: Ergebnisse der iperf-Messung an einer BDKE in Käfertal

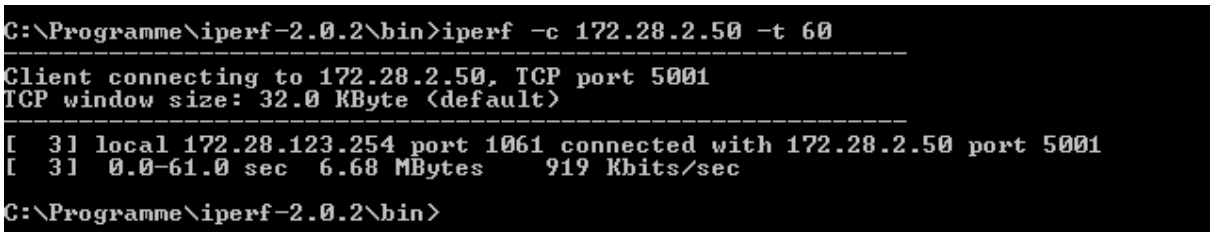


Abbildung 41: Ergebnisse der iperf-Messung an einer BDKE in Wohlgelegen

Wie in den Screenshots erkennbar, konnte innerhalb von einer Minute an den unterschiedlichen Messpunkten zwischen 2,72 MBytes und 6,68 MBytes übertragen werden, was einer Bandbreite zwischen 378 kbit/s und 919 kbit/s entspricht.

Ein weiteres Messkritierium zur Leistungsfähigkeit des BPL-Netzes ist die Messung der Dauer einer Zählerauslesung durch den Energy Data Server. Der EDS fragt gleichzeitig jeweils 50 Zähler ab. Hinzu kommen noch die Daten der wM-Bus-Zähler aus dem Feldtest 2, die ihre Daten alle 2,5 Minuten an den EDS senden, ohne abgefragt zu werden.

Für die Messung wurden die Logdaten der EDS ausgewertet. Der erste Zeitstempel (fett markiert) zeigt jeweils den Beginn der Auslesung, der zweite Zeitstempel zeigt das Ende der Auslesung. Beispielhaft wurden drei Log-Einträge von drei unterschiedlichen Zählern und VNZ-Servern ausgewählt:

Zähler 1 (VNZ-Server im UW5):

2012-09-27 14:05:18,178 DEBUG [Collector_Worker-3] de.ppc.ends2.controller.service.ControllerService: lock 172.26.123.43

2012-09-27 14:05:19,886 DEBUG [Collector_Worker-3] de.ppc.ends2.controller.service.ControllerService: unlock 172.26.123.43

Zähler 2 (VNZ-Server im Fe22):

2012-09-27 14:05:37,945 DEBUG [Collector_Worker-12] de.ppc.ends2.controller.service.ControllerService: lock 172.25.123.104

2012-09-27 14:05:39,769 DEBUG [Collector_Worker-12] de.ppc.ends2.controller.service.ControllerService: unlock 172.25.123.104

Zähler 3 (VNZ-Server im R40):

2012-09-27 14:05:18,164 DEBUG [Collector_Worker-43] de.ppc.ends2.controller.service.ControllerService: lock 172.28.123.34

2012-09-27 14:05:20,275 DEBUG [Collector_Worker-43] de.ppc.ends2.controller.service.ControllerService: unlock 172.28.123.34

Die Differenz der Zeitstempel der Lock- und Unlock-Meldungen ergaben eine Auslesedauer zwischen 1,708s und 2,111s.

4.5.4 Ausfallstatistik

Um eine Aussage über die Zuverlässigkeit des BPL-Systems als Kommunikationsplattform innerhalb der Verteilnetzzellen zu ermöglichen, wurde mit Hilfe verschiedener Datenquellen eine Ausfallstatistik erstellt. Grundsätzlich muss hierbei zwischen der Kommunikation zwischen VNZ-Server und Energiebutler und der Kommunikation zwischen VNZ-Server (EDS) und Zähler unterschieden werden.

Bei der Energiebutler-Kommunikation zeigte sich einerseits, dass einige Kunden das BPL-Modem vom Stromnetz trennten. Dies hatte unterschiedliche Gründe: bei der Mehrzahl der betroffenen Kunden waren dies Energiespargründe. Andere Kunden verzichteten komplett auf die Unterstützung des Energiebutlers und informierten sich nur über das Webportal über die Strompreise des nächsten Tages.

Die Zuverlässigkeit der Kommunikation zum Energiebutler konnte aus obengenannten Gründen nur indirekt bewertet werden.

Infolge der während des Software-Updates der Energiebutler aufgetretenen Fehlermeldungen wurden während der Dauer des Feldtest 3 insgesamt 26 Überprüfungstermine beim Kunden wegen vermeintlicher Probleme bei der Kommunikation zum Energiebutler durchgeführt (entspricht 4,98% der Installationen). Das Hauptproblem, das vor Ort festzustellen war, waren nicht der Installationsanleitung entsprechende Installationen des BPL-Modems. Dies war in rund 73% der Kundentermine (entspricht 3,64% der Installationen) der Fall. In 5 Fällen (entspricht 0,96% der Installationen) musste das BPL-Modem wegen eines Defektes getauscht werden.

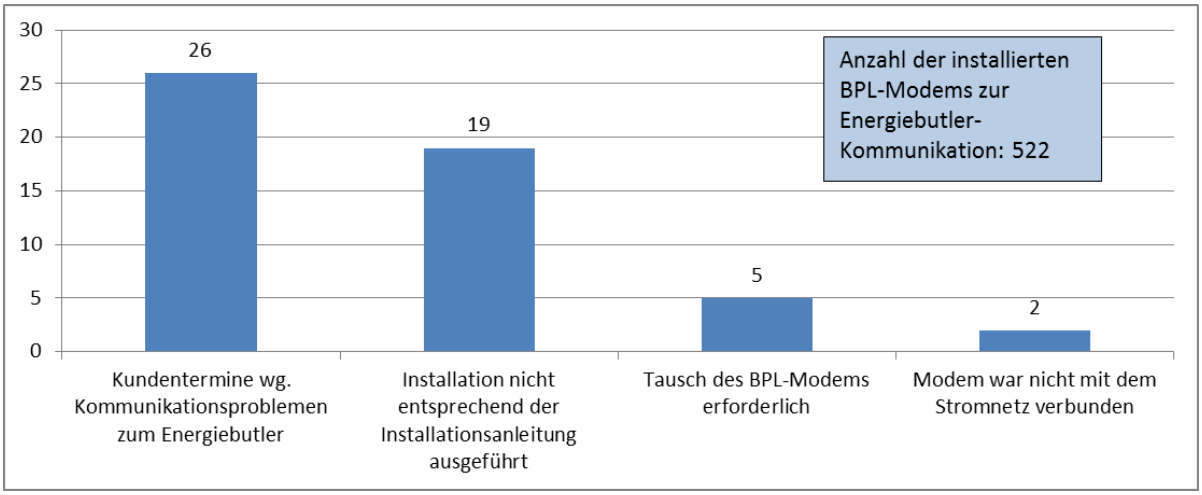


Abbildung 42: Ergebnisse von Kundenterminen wegen vermeintlicher Kommunikationsprobleme beim Energiebutler

Die Verfügbarkeit der Kommunikationsverbindung zwischen Zählern und VNZ-Servern ist von mehreren Faktoren abhängig. Hierbei sind folgende Elemente der Kommunikationsstrecke zu betrachten:

- Zähler
- BDKE
- BPL-System
- Backbone-Anbindung des BPL-Systems
- VNZ-Server (EDS)

Im EDS wurden aus den empfangenen bzw. abgefragten Zählerwerten jeweils 15 Minuten Werte berechnet. Lagen zwischen zwei „echten“ Zählerwerten mehr als ein 15 Minuten Wert, wurden diese als interpoliert gekennzeichnet. Aus dieser Kennzeichnung lässt sich direkt die Verfügbarkeit des Gesamtkommunikationssystems (bestehend aus den obengenannten Komponenten) ableiten. Insgesamt wurden während des Feldtest 3 16.503.469 Zählerwerte in den 8 EDS gespeichert. Von diesen Werten waren 539.852 als interpoliert gekennzeichnet. D.h. 96,73% der Zählerdaten sind „echte“ Daten. Bei dieser Zahl sind Störungen aller Elemente enthalten.

Anhand von Aufzeichnungen über Serverausfälle, Störungen von Zählern, BDKE und Backbone-Anbindungen des BPL-Systems im Zusammenspiel mit den von den EDS gespeicherten Daten, kann eine Aussage über die Verfügbarkeit des BPL-Systems getroffen werden. Wenn die Ursache für eine Interpolation nicht eindeutig zugeordnet werden konnte, wurde der Fehler den BPL-Störungen zugeordnet.

Ein Großteil (über 40%) der interpolierten Werte wurde durch Störungen und Ausfälle auf den VNZ-Servern verursacht. Durch die Störungen mussten 1,33% der Zählerwerte interpoliert werden. Durch Zählerwechsel und Fehler beim Stammdatenimport mussten 0,35% aller Zählerwerte interpoliert werden.

In einigen Bereichen erwiesen sich installierte UMTS-Backbones als nur bedingt geeignet. Außerdem gab es innerhalb des Feldtests zweimal Störungen der Kommunikation durch Firewall- bzw. Router-Probleme im Backbone des BPL-Systems. Durch Störungen der Backbone-Anbindungen mussten 0,65% aller Zählerwerte interpoliert werden.

Von den 702 installierten BDKE mussten während des Feldtests 12 BDKE getauscht werden. Wegen dieser Ausfälle der BDKE mussten 0,23% der Zählerwerte interpoliert werden.

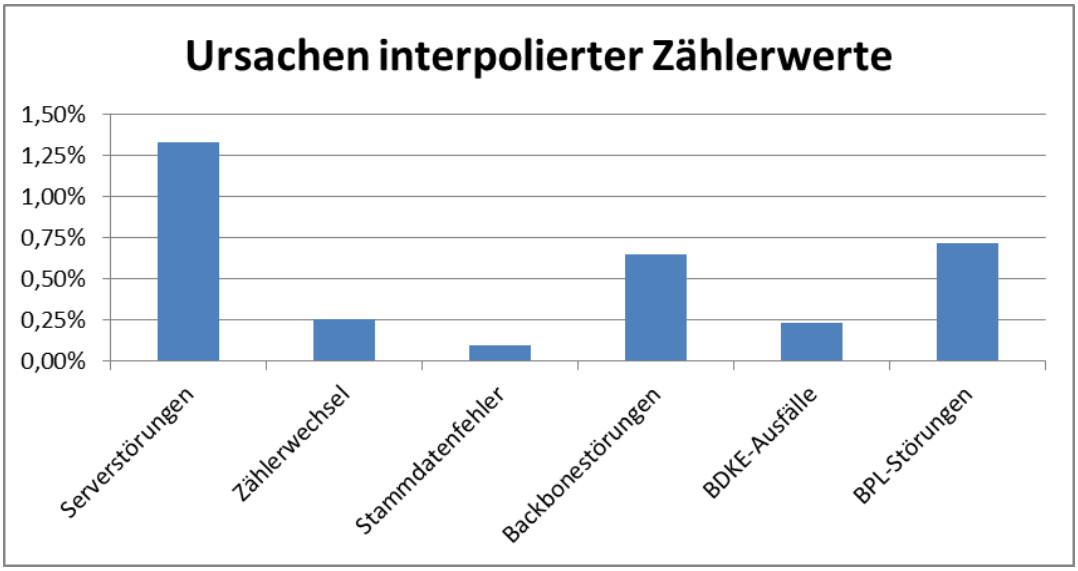


Abbildung 43: Ursachen interpolierter Zählerwerte

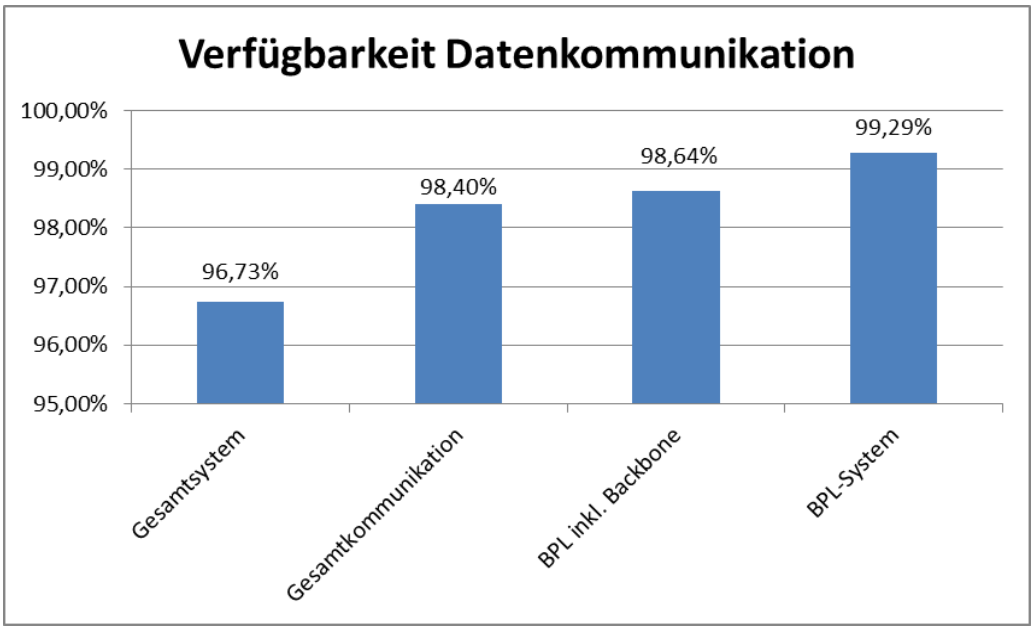


Abbildung 44: Verfügbarkeit Datenkommunikation

Aus den genannten Daten ergibt sich eine Verfügbarkeit für das BPL-System von 99,29%. Dieser Wert bezieht sich auf eine Abfrage der Zähler alle 15 Minuten. Im Feldtest konnte somit nachgewiesen werden, dass die Datenkommunikation über BPL selbst bei hohen Anforderungen an die Verfügbarkeit, wie bei 15-Minuten-Werten, zuverlässig arbeitet.

4.6 Bewertung des Energy Data Servers[36]

4.6.1 Überblick über die Funktionalität des Energy Data Servers

Der Energy Data Server (EDS) wurde von der Power Plus Communications AG entsprechend der Anforderungen aus dem Arbeitsschritt AS 1.7 implementiert.

Der EDS stellt die dezentrale Aggregationsebene für die Daten der in der Objektnetzzelle (ONZ) und der Verteilnetzzelle (VNZ) installierten Sensoren (im Feldtest 3: Stromzähler und Temperatursensoren) dar. In jeder der acht definierten Verteilnetzzellen wurde ein VNZ-Server installiert, auf dem neben anderen Applikationen der Energy Data Server arbeitet.

Der EDS wurde als Applikation auf OSGi-Basis implementiert, um die gemeinsame Nutzung einer einheitlichen Middleware (Lotus Expeditor Integrator) aller Software-Komponenten auf dem VNZ-Server zu ermöglichen.

Die Grundfunktion des EDS ist die eines Datenkollektors. Jeder EDS empfängt die Daten der Sensoren (bei Push-Sensoren z.B. mit Wireless M-Bus) bzw. fragt diese bei Sensoren ab (bei Pull-Sensoren z.B. mit EIA-485-Schnittstelle). Hierbei sind die Sensoren jeweils einem VNZ-Server bzw. EDS zugeordnet. Die Kommunikation zwischen Sensor und EDS erfolgt über die sog. bidirektionale Kommunikationseinheit (BDKE), die mit dem EDS per TCP/IP und mit den Sensoren über die entsprechende Schnittstelle (Wireless M-Bus bzw. EIA-485) bzw. das entsprechende Protokoll (DIN EN 13757-3 oder DIN EN 62056-21) kommuniziert.

Um die empfangenen Daten entschlüsseln bzw. zuordnen zu können und Datenauslesungen starten zu können, benötigt der EDS entsprechende Stammdatensätze.

Für jeden der eingesetzten Sensoren ist im EDS eine Protokollkonfiguration implementiert. Durch diese Architektur ist es jederzeit möglich, durch Hinzufügen weiterer Protokollkonfigurationen neue zusätzliche Typen von Sensoren in die Ausleseroutine des EDS mit aufzunehmen und diese auslesen zu lassen.

Die empfangenen Daten werden im EDS mit den in den Stammdaten enthaltenen Schlüsseln entschlüsselt und anschließend plausibilisiert. Für den Fall, dass Werte eines Zählpunktes zeitweise nicht empfangen werden können, werden, sobald wieder Daten empfangen werden, Ersatzwerte für den fehlenden Zeitraum gebildet.

Die Stromzähler, die bereits für den Feldtest 2 installiert wurden (Kamstrup 382J), übertragen die festgelegten Register alle 150 Sekunden per Wireless M-Bus in einer Auflösung von kWh (für die Wirkarbeitsregister) bzw. W (für die aktuelle Leistungsaufnahme) an den EDS. Zusätzlich wird für das 1.8.0

[36] Autoren: Christine Müller, Stefan Sender, Thomas Wolski (Power Plus Communications AG)

Register (gesamte positive Wirkarbeit) ein sogenanntes Verification-Register mit einer Auflösung von Wh (kWh mit drei Nachkommastellen) übertragen.

Grundsätzlich erfolgt die Zuordnung und Speicherung der Daten im EDS entsprechend der in DIN EN 62056-61 spezifizierten OBIS-Kennzahlen. Da eine Übertragung von OBIS-Kennzahlen auf Grund der datenoptimierten Übertragungsweise über Wireless M-Bus nicht vorgesehen ist, erfolgt die Datenübertragung in einem Datenstring, dessen einzelne Werte den entsprechenden OBIS-Kennzahlen im EDS zugeordnet werden.

Im Feldtest 3 wurde als Stromzähler der Elster AS 1440 mit EIA-485-Schnittstelle ausgewählt. Dieser Zähler muss vom EDS abgefragt werden. Die Abfrage kann im Gegensatz zu einem Wireless M-Bus-Zähler auch in geringeren Zeitabständen erfolgen, da der Abfragezyklus nicht durch die relative Nutzungsdauer des Übertragungskanals (Duty Cycle Limitierung in EN 13757-4) limitiert ist.
Ein weiterer Grund für die Auswahl des Elster-Zählers ist die Verfügbarkeit von verschiedenen netzbezogenen Messwerten (Spannung, Leistungsfaktor), die im dritten Feldtest relevant waren.

Der EDS berechnet aus den empfangenen Daten jeweils einen 15 Minuten Wert (moved15-Wert). Dies erfolgt mittels linearer Interpolation.

Zusätzlich wird pro Zählerregister ein „echter“ Wert pro Stunde (filtered60) mit entsprechendem Zeitstempel abgespeichert. Zur Weitergabe an den Pool-BEMI und den Evaluationsserver wird außerdem die Differenz zwischen jeweils zwei aufeinander folgende 15 Minuten Werte gebildet und somit der Verbrauch innerhalb von der entsprechenden 15 Minuten Zeiträume ermittelt (diffmoved900). Alle anderen empfangenen Werte werden verworfen.

Die ermittelten und gefilterten Daten sollten im EDS nur für einen Zeitraum von 30 Tagen gespeichert werden, wobei diese Funktion nicht aktiviert wurde, um alle Daten für Evaluationszwecke permanent verfügbar zu halten. Die Datenbank des EDS ist eine SQL-Datenbank. Für das Datenbankmanagement wird PostgreSQL verwendet.

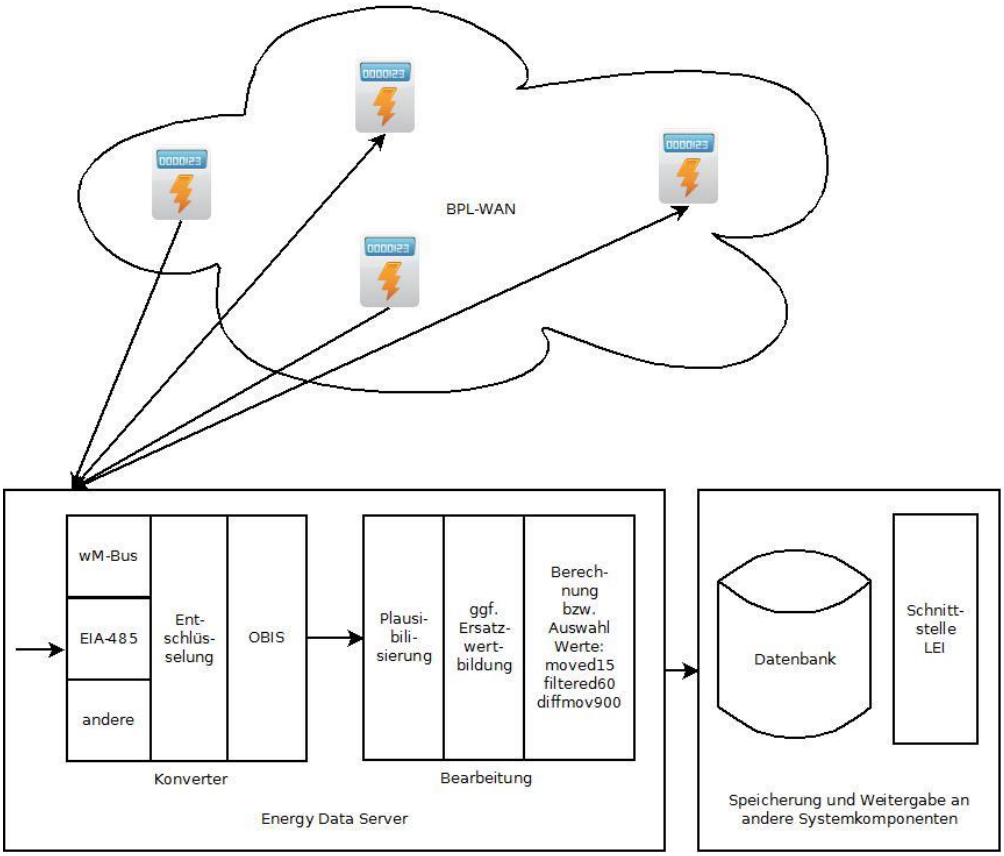


Abbildung 45: Schematische Darstellung des Energy Data Servers

Der EDS stellt die ermittelten bzw. gefilterten Daten dann über die Middleware Lotus Expeditor Integrator anderen Systemen zur Verfügung. Die für die Darstellung im Metering Portal und zur Abrechnung benötigten Daten (moved15 und filtered60) werden über alphaCell an alphaCORE weitergegeben. Die Daten, die für die Preisbildung bzw. für die Evaluation benötigt werden (diffmoved900), werden über alphaCell an das Pool-BEMI gesendet. Ist eine Übertragung der Daten durch eine Fehlfunktion des Lotus Expeditor Integrators nicht möglich, wird die Datenübertragung bis zur erfolgreichen Übermittlung wiederholt.

4.6.2 Ausfallstatistik

Der Energy Data Server arbeitete über den gesamten Feldtest 3 mit höchster Zuverlässigkeit. Die aufgeführten Serverausfälle bzw. Störungen in der Statistik „interpolierte Zählerwerte“ (Abschnitt 4.5.4) sind in keinem Fall auf eine Störung des EDS zurückzuführen.

Der EDS benötigt wie im Abschnitt 4.6.1 erläutert eine OSGi-Laufzeitumgebung. Diese wurde in moma durch den Lotus Expeditor Integrator (LEI) zur Verfügung gestellt. Der LEI bildet die Middleware, über die alle Software-Komponenten auf dem VNZ-Server kommunizieren. Im kompletten Verlauf des Feldtest 3 traten Fehler am LEI auf, die teilweise zu Ausfällen der installierten Software-Komponenten (ebenfalls EDS) führten. Infolge der aufgetretenen Fehler wurden mehrfach Bugfixes für den LEI eingespielt, was jeweils Unterbrechungen der Softwarekomponenten (inkl. EDS) zur Folge hatte, da diese nach der Installation der Bugfixes erst wieder neu installiert und gestartet werden mussten. Leider waren die Bugfixes nicht in jedem Fall erfolgreich, so dass die alte Version in zwei Fällen wieder zurückgespielt werden musste. Im Laufe des Feldtests wurden durch verschiedene automatisierte Skripte auf den VNZ-Servern die Ausfälle durch

Störungen am LEI minimiert. Insgesamt mussten 1,33% der Zählerwerte auf Grund von Serverausfällen und -störungen interpoliert werden.

Die Energy Data Server Software auf allen VNZ-Servern lief über die gesamte Dauer des Feldtests stabil und verursachte keinerlei Ausfälle.

4.7 Auswertung eingesetzter Sensorik an Betriebsmitteln und an Anlagen von Kunden [37]

4.7.1 Kommunikativ verbundene Sensorik an Betriebsmitteln

Innerhalb des Projektes Modellstadt Mannheim wurde neben der Sensorik in den Privathaushalten, wie z.B. die Erfassung der Leistungsaufnahme von bestimmten Haushaltsgeräten und den elektronischen Zählern in den Liegenschaften, mit denen neben der Arbeit auch die aktuelle Leistungsaufnahme und verschiedene Netzparameter (z.B. Spannung pro Phase und Leistungsfaktor) gemessen wurden, auch Sensorik in das Niederspannungsverteilungsnetz implementiert. Ein wichtiger Aspekt hierfür ist die Wahrung der Versorgungssicherheit. Der Wandel hin zu einer zunehmend dezentralen Energieversorgung erfordert, dass die Netzrückwirkungen im Niederspannungsverteilungsnetz stärker überwacht werden, als es zurzeit bei einer zentralen Energieversorgung notwendig ist. Neben dem Wandel der Energieversorgung ist ein kontinuierlicher Wandel der Verbraucherzusammensetzung zu erkennen. Es werden immer mehr ohmsche Verbraucher durch elektronische Bauteile im Haushalt, sowie Leistungselektronik in der Industrie ersetzt. Als Beispiele können der Ersatz der Glühbirne durch Energiesparlampen und der Einsatz von Frequenzumrichtern z.B. bei PV-Anlagen genannt werden. Somit wird die Eigenstabilisierung des Netzes erschwert. Um entstehende Problematiken frühzeitig zu erkennen und ein Gegensteuern zu ermöglichen, müssen Daten erfasst und die folgenden Anforderungen erfüllt werden.

- Die Anforderungen an die elektrische Energieversorgung sind in der Norm DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen “ festgelegt. Mit der entsprechenden Sensorik können diese Merkmale überprüft werden. Sollte sich zeigen, dass die Merkmale der Spannung bei vermehrter dezentraler Einspeisung nicht oder nur knapp eingehalten werden, kann frühzeitig gegengesteuert und so die Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

- Es müssen die Netzkenndaten des Niederspannungsverteilungsnetzes im entsprechenden Netzgebiet eingehalten werden, so dass es zu keiner Überlastung und somit Versorgungsausfällen bzw. Engpässen kommt.

- Ein weiterer Aspekt ist die Überwachung der Umweltbedingungen. Da es sich bei den im Netz befindlichen Ortsnetzstationen oftmals um nicht klimatisierte Objekte handelt, können diese je nach Standort z.B. extremen Temperaturschwankungen unterliegen. Zudem werden diese Ortsnetzstationen bei einer steigenden dezentralen Energieeinspeisung aufgrund höherer Lastflussschwankungen stärker beansprucht. Da auch der Grad der installierten Informations- und Kommunikationstechnologie steigt, ist eine Überwachung der Temperatur je nach Objekt notwendig, so dass Ausfälle vermieden werden können.

[37] Autor: Mike Trautmann (Universität Duisburg Essen)

Zur Untersuchung dieser Aspekte wurde Sensorik in den Ortsnetzstationen installiert.

Abbildung 46: Ortsnetzstation Wa24 in Mannheim

Installierte Sensorik für elektrische Messgrößen

Zur Überwachung der elektrischen Kenndaten wurden Messgeräte der Firma Janitza installiert. Hierbei handelt es sich um die Netzqualitätsanalysatoren UMG 511[38] (Abbildung 47) und UMG 510 zur Überwachung der Spannungsqualität. Diese zeichnen sich durch ihre Vielseitigkeit aus.

- Die benötigten Messdaten werden nach der Norm DIN EN 61000-4-30 „Prüf- und Messverfahren - Verfahren zur Messung der Spannungsqualität“ mit der Messgenauigkeit Klasse A und nach der Norm DIN EN 61000-4-7 „Prüf- und Messverfahren Allgemeiner Leitfaden für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten“ erfasst und im internen Speicher zwischengespeichert. Zu den erfassten Messgrößen zählen unter anderem: die Spannung aller Phasen, der Strom aller Phasen, die Wirkleistung, die Blindleistung, der Leistungsfaktor, der Verzerrungsfaktor (THD Total Harmonic Distortion) von Strom und Spannung, die Oberschwingungen (1.- 25. Oberschwingung von Spannung und Strom).

- Für die Übertragung der erfassten Messdaten steht neben der Profibus 485 Schnittstelle eine Ethernet Schnittstelle zur Verfügung. Somit können die Daten mit der im Projekt aufgebauten, IP basierten Kommunikationsinfrastruktur überwacht und ausgelesen werden. Durch die Verwendung von Standard-Protokollen wird eine Hauptvoraussetzung für die Interoperabilität der eingesetzten Sensoren erfüllt.

- Zur Darstellung und Auswertung der Messwerte stehen verschiedene Optionen zur Verfügung. Einerseits können alle Messwerte auf einem Display am Gerät dargestellt und abgerufen werden. Somit kann eine Vorortauswertung der Messdaten durch einen Techniker erfolgen. Zur permanenten Überwachung der Messdaten ist aber eine Fernabfrage der Daten erforderlich. Hierzu können alle Daten online über einen integrierten Webserver dargestellt werden oder mithilfe eines beigefügten Softwaretools ausgelesen und über einen großen Zeitraum ausgewertet werden.

[38] http://www.download.janitza.de/download_direkt/Leaflets/020__UMG%20511/UMG%20511_Deutsch.pdf

Abbildung 47: UMG 511 (Quelle: http://www.janitza.de/downloads/kataloge-leaflets/)

Die Installation der Messgeräte in den Ortsnetzstationen wie in der folgenden Abbildung wurde durch Techniker der MVV Energie AG durchgeführt, da hierfür Betriebsmittel wie etwa Transformatoren vom Netz genommen werden mussten. In dem Projekt wurden die Messungen in den Ortsnetzstationen auf der Sekundärseite der Transformatoren vorgenommen.

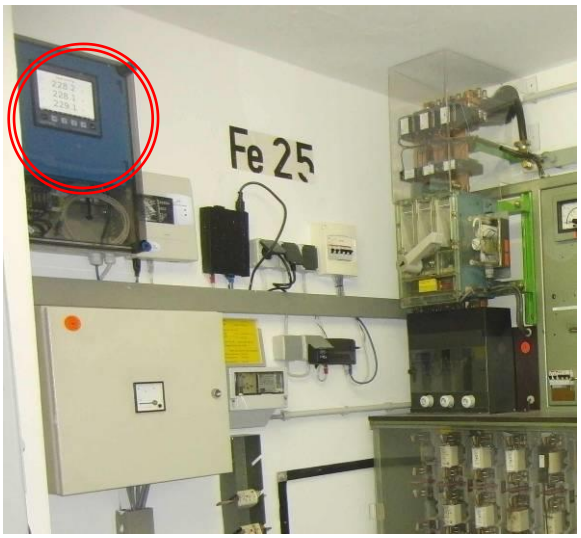


Abbildung 48: UMG 511 Installiert in Trafostation

Durch den Einsatz dieser Messgeräte können die Netzrückwirkungen erfasst, bewertet, archiviert und auf diese reagiert werden. Somit können diese durch kontinuierliche Überwachung einen Teil zur Erhaltung der Versorgungssicherheit und der Versorgungsqualität trotz zunehmend dezentralerer Erzeugung und des Wandels des Verbrauchs beitragen.

Installierte Sensorik zur Überwachung der Umweltbedingungen

Die Überwachung der Umgebungsbedingungen wurde mit Wireless M-Bus Multisensoren MBS-121[39] der Firma pikkerton GmbH realisiert. Diese zeichnen sich durch ihre flexiblen Einsatzmöglichkeiten sowie der kompakten Bauweise aus.

Abbildung 49: MBS-121

- Der Multisensor beinhaltet einen Temperatursensor mit einem Messbereich von -50°C bis +150°C womit der komplette zu erwartende Temperaturbereich abgedeckt werden kann. Dieser Sensor kann somit eingesetzt werden, um sowohl den thermischen Verlauf im Serverschrank der Ortsnetzstation zu erfassen, als auch die Oberflächentemperatur der Transformatoren. Des Weiteren können noch die Helligkeit und Bewegungen erfasst werden.

- Die Datenkommunikation wurde mit Wireless M-Bus realisiert. Somit kann die komplette IP basierte Kommunikationsinfrastruktur des Projektes von der BDKE über das BPL-Netz genutzt werden. Auch hier wurde auf ein hohes Maß an Interoperabilität innerhalb der gesamten moma Systemarchitektur geachtet.

- Die Energieversorgung dieses Sensortyps ist durch drei Mignonzellen realisiert. Dieses hat zusammen mit der drahtlosen Datenübertragung den Vorteil, dass die Sensoren sehr flexibel einsetzbar sind und somit der Installationsaufwand auf ein Minimum reduziert werden kann. Durch den geringen Energieverbrauch der Wireless M-Bus Schnittstelle müssen die Batterien nur sehr selten getauscht werden.

Da sich im vorherigen Feldtest gezeigt hatte, dass es bei extrem niedrigen Außentemperaturen zu Beeinträchtigungen an den in den Ortsnetzstationen installierten VNZ-Servern kommen kann, wurde dort eine zusätzliche Temperaturüberwachung installiert. Die Installation der Temperatursensoren in den VNZ Serverschränken (wie in Abbildung 50) der Ortsnetzstation war ohne größeren Installationsaufwand durchzuführen, sodass eine Überwachung der Umgebungstemperatur der IT –Systeme möglich ist.

Leider war eine Installation der Temperatursensoren an den Transformatoren in den entsprechenden Ortsnetzstationen nicht möglich, da seitens des Energieversorgers die zu untersuchenden Transformatoren für die Installation der Temperatursensoren nicht spannungsfrei geschaltet werden konnten. Somit konnte der Temperaturverlauf an den Transformatoren während des Feldtests nicht erfasst werden.

[39] http://www.pikkerton.de/_mediafiles/99-datenblatt-mbs-121.pdf

Durch die Installation der Temperatursensoren in die Serverschränke der VNZ-Server in zwei Ortsnetzstationen konnte die Einbindung dieser Sensoren in die moma-Systemarchitektur und deren Auslesung über das moma-System trotzdem realisiert und getestet werden.

Abbildung 50: VNZ Serverschrank mit Temperaturüberwachung

Bewertung der Sensorik für elektrische Messgrößen

Bei der Beurteilung der Sensorik für elektrische Messgrößen wurden zwei Aspekte besonders betrachtet. Ein wichtiger Aspekt hierbei ist, dass Messdaten über einen längeren Zeitraum erfasst werden können und für eine spätere Analyse zur Verfügung stehen. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Verfügbarkeit von Online Messdaten mit denen eventuelle Störungen bzw. Abweichungen der geforderten Netzqualität zeitnah erfasst und behoben werden können. Diese beiden Punkte werden durch die eingesetzten Netzqualitätsanalysatoren der Firma Janitza erfüllt.

Für die Offline Analyse können die erfassten Messwerte der einzelnen Messgeräte ausgelesen und in einer entsprechenden Datenbank abgelegt werden. Bei einer Unterbrechung der Kommunikationsstrecke ist kein Datenverlust aufgrund der hinreichenden Größe des internen Speichers (UMG 510 128 MByte Anzahl der Speicherwerte 5000K; UMG 511 256 MByte Anzahl der Speicherwerte 10000K) zu erwarten. Ist die Speicherkapazität erreicht, werden die ältesten Werte ersetzt. Um einen Datenverlust zu verhindern, ist es erforderlich die erfassten Daten regelmäßig auszulesen. Die Analysesoftware GridVis-2.4.0 bietet neben der Datenbank eine übersichtliche Aufbereitung der Messwerte. Diese ist in den folgenden Abbildungen (Abbildung 51, Abbildung 52) dargestellt. Mit Hilfe der historischen Werte kann die Netzqualität im Nachhinein bewertet werden. Ist zum Beispiel ein Anstieg der Oberschwingungen festzustellen, kann dieses bis zum ersten Erscheinen des Phänomens zeitlich zurückverfolgt werden und so Hinweise auf die Ursache geben. In Abbildung 52 sind die Oberschwingungen Spannung (rel.) der Phasen L1-L3 in Prozent für einen Monat dargestellt. Sollten sich hohe Werte oder Überschreitungen der Grenzwerte zeigen, kann die Analyse für jeden einzelnen Tag durchgeführt werden. Somit kann festgestellt werden, ob es sich um ein kurzzeitiges Phänomen oder eine anhaltende Störung handelt. In Abbildung 52 ist sofort an den Maximalwerten zu erkennen, dass die Grenzwerte eingehalten werden (z.B.: die Oberschwingungsspannung der Ordnung 5 ist kleiner als 6% U_h). Des Weiteren besteht die Möglichkeit eine Netzqualitätsanalyse nach DIN EN 50160 automatisch zu erstellen.

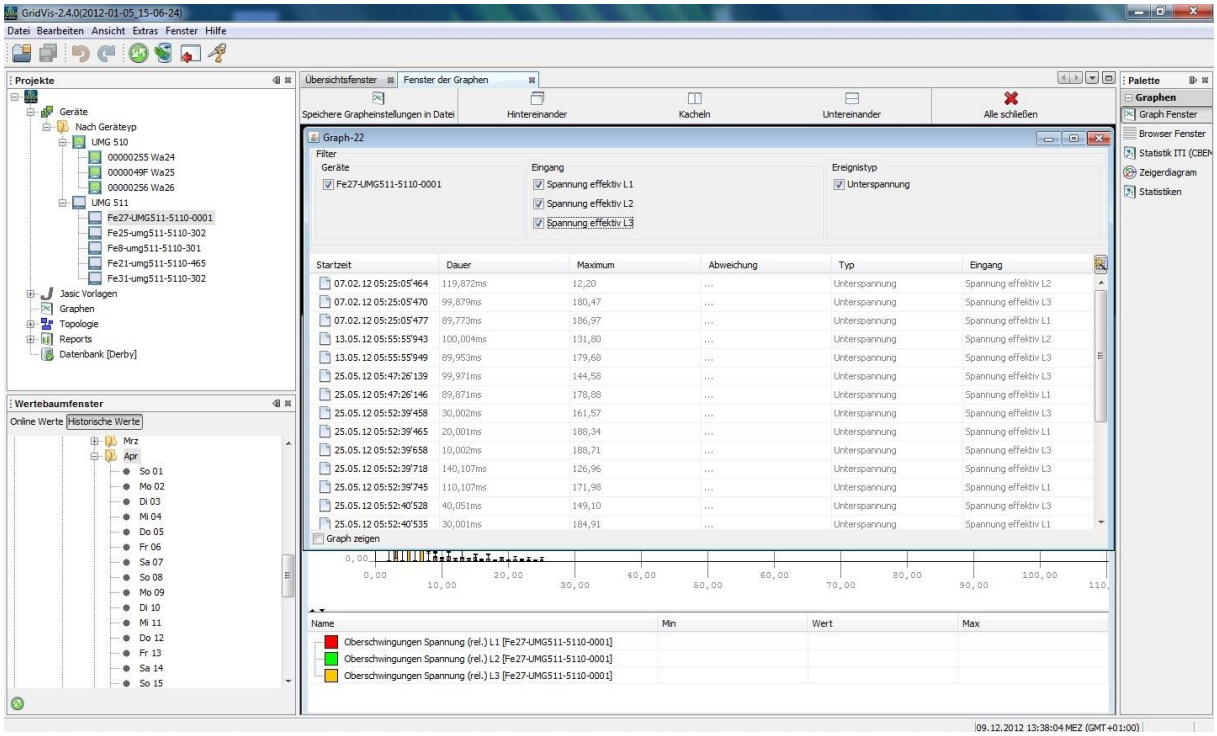


Abbildung 51: Screenshot GridVis-2.4.0 Auflistung der erfassten Unterspannung aller Phasen

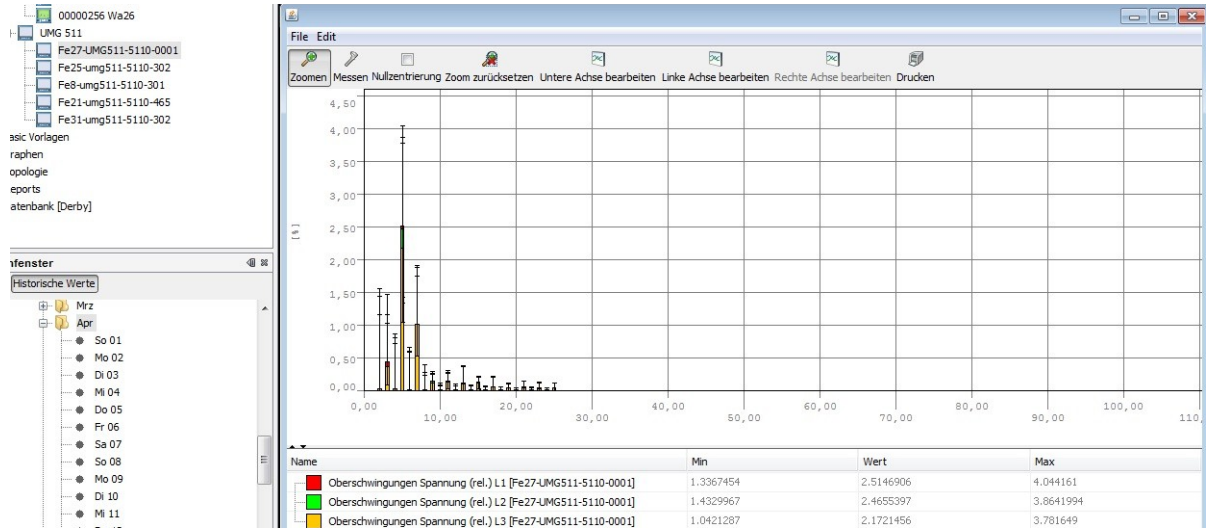


Abbildung 52: Screenshot GridVis-2.4.0 Prozentuale Darstellung der Oberschwingungen der Spannung aller Phasen

Der zweite wichtige Bewertungsaspekt ist die Online Analyse der Messdaten. Diese kann bei der Fehlersuche, auch zur Bewertung des jetzigen Netzzustandes genutzt werden. Somit kann der live Zustand an der Ortsnetzstation berücksichtigt werden und verschiedenste Parameter für die Regelung des Verteilungsnetzes ermittelt werden. Für die Erfassung der Messwerte durch eine EDV bietet sich z.B. das Protokoll Modbus over TCP an. Die relevanten Daten können ausgelesen werden und stehen direkt für eine eventuelle Regelung zur Verfügung. Zur Onlineüberwachung oder Fehlersuche kann auch die Software GridVis genutzt werden. Abbildung 53 und Abbildung 54 zeigen beispielhaft diese Onlineerfassung. Dieses ermöglicht unter anderem die visuelle Darstellung der Wellenform des Spannungs- und Stromverlaufs der

einzelnen Phasen. Somit können z.B.: Unsymmetrien, oder wie in der zweiten Abbildung dargestellt, der Verlauf des Gesamtoberschwingungsgehalts (THD) der Phasen grafisch dargestellt werden. Eine weitere Möglichkeit zum Auslesen und Visualisieren bietet der integrierte Web Server. Es können alle relevanten Werte unter Verwendung eines Webbrowsers visualisiert werden. Diese bietet flexible Einsatzmöglichkeiten auf den unterschiedlichen Betriebssystemen und unterstreicht somit die Interoperabilität.

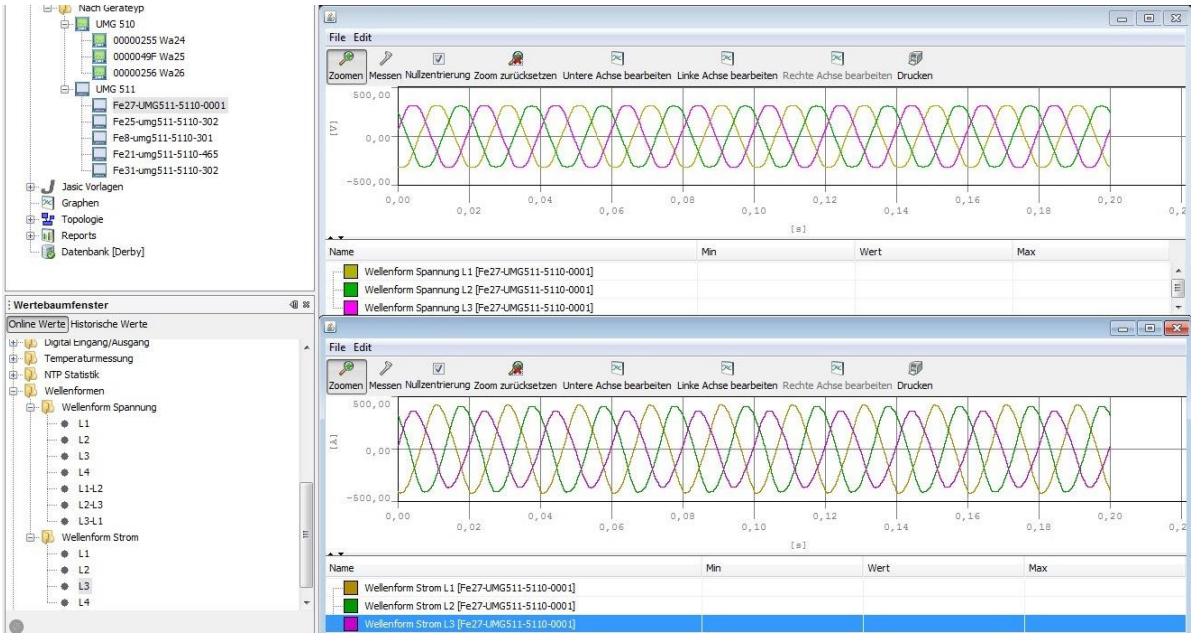


Abbildung 53: Screenshot GridVis-2.4.0

Abbildung 54: Screenshot GridVis-2.4.0

Bewertung der Sensorik zur Überwachung der Umweltbedingungen

Es hat sich gezeigt, dass die eingesetzten Sensoren für die Überwachung der Temperatur geeignet sind. Ein wichtiger Punkt ist die flexible Einsatzmöglichkeit der Sensoren, da diese batteriebetrieben sind. Über die Lebensdauer der Batterien existieren noch keine Erfahrungswerte, da die Sensoren bei stark schwankenden Umgebungsbedingungen eingesetzt werden. Dieses stellt gleichzeitig einen Nachteil da, da es zu erhöhten Wartungsarbeiten führen kann.

Beispielhaft sind in Abbildung 55 drei Temperaturverläufe in einer Woche vom 14.10.12 bis zum 20.10.12 dargestellt. In grün ist in einem Intervall von einer Stunde der durchschnittliche Temperaturverlauf in der Stadt Mannheim dargestellt[40]. Der schwarze Temperaturverlauf zeigt die Temperatur im Serverschrank der Ortsnetzstation S13 (Abbildung 50), welche sich in einer Tiefgarage befindet. Es ist zu erkennen, dass aufgrund des Einbauortes nur eine geringe Abhängigkeit zwischen der Außentemperatur und der Innentemperatur herrscht. Der rote Graph stellt den Temperaturverlauf in dem Serverschrank der Transformatorstation WA24 dar. Die Temperatur wurde direkt im Abluftstrom des Servers gemessen. Da es sich bei der Station um ein kleines freistehendes Objekt handelt (siehe auch Abbildung 46), ist zu erkennen, dass selbst die Ablufttemperatur stark vom Verlauf der Außentemperatur abhängt. Es zeigt sich, dass die eingesetzten Sensoren in der Lage sind die Temperaturen hinreichend genau zu erfassen.

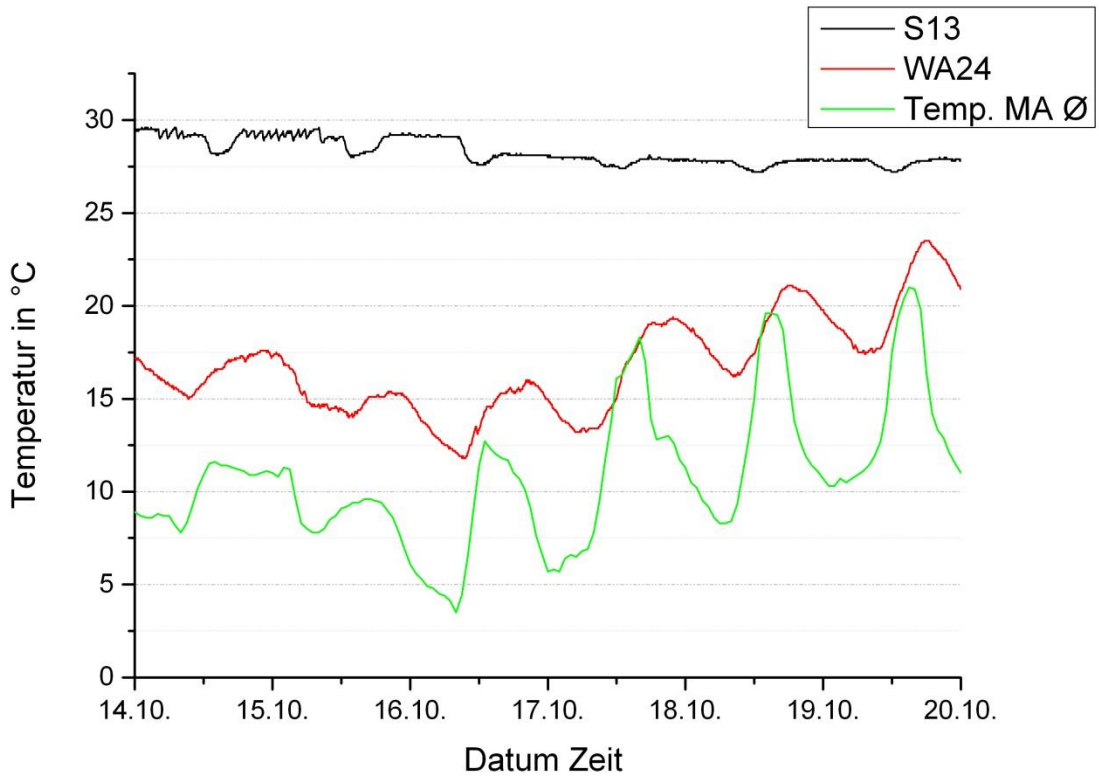


Abbildung 55: Temperaturverlauf der Stadt Mannheim, sowie von zwei Serverschränken

[40] Website: http://archiv.mannheim-wetter.info

Die starken umgebungsbedingten Temperaturschwankungen in freistehenden Ortsnetzstationen (rote Kurve) sollten sinnvollerweise überwacht werden, um eine Gefährdung des Servers durch extreme Wetterbedingungen zu verhindern bzw. frühzeitig zu erkennen. Die Bewertungskriterien sind unter anderem das gewählte Messintervall sowie die Ausfallwahrscheinlichkeit der Datenerfassung.

Die Sensoren arbeiten im so genannten Push Betrieb, das bedeutet, dass die Übertragung der Messwerte durch die Sensoren ausgelöst wird. Da die Temperatur eine relativ träge Messgröße ist, wurde für die Übertragung ein Intervall von fünf Minuten festgelegt. Die Übertragung der Daten der Temperatursensoren zum EDS erfolgte analog zur Übertragung der Daten der Wireless M-Bus Zähler zum EDS mit Hilfe einer BDKE und dem BPL-System.

In den folgenden beiden Abbildungen sind die Temperaturverläufe in den Serverschränken der Ortsnetzstationen S13 und WA24 über 30 Tage sowie über 6 Stunden dargestellt. Es ist zu erkennen, dass das Messintervall nicht nur für Langzeitauswertungen (Abbildung 56) sondern auch für die Untersuchung von kürzeren Zeitabschnitten geeignet ist. Dies wird bei Betrachtung der Messergebnisse in Abbildung 57 deutlich, die einen Überwachungszeitraum von 6 Stunden darstellen. In diesem Zeitraum können selbst die durch den Lüfter hervorgerufenen Temperaturschwankungen (rote Kurve) hinreichend genau erfasst werden.

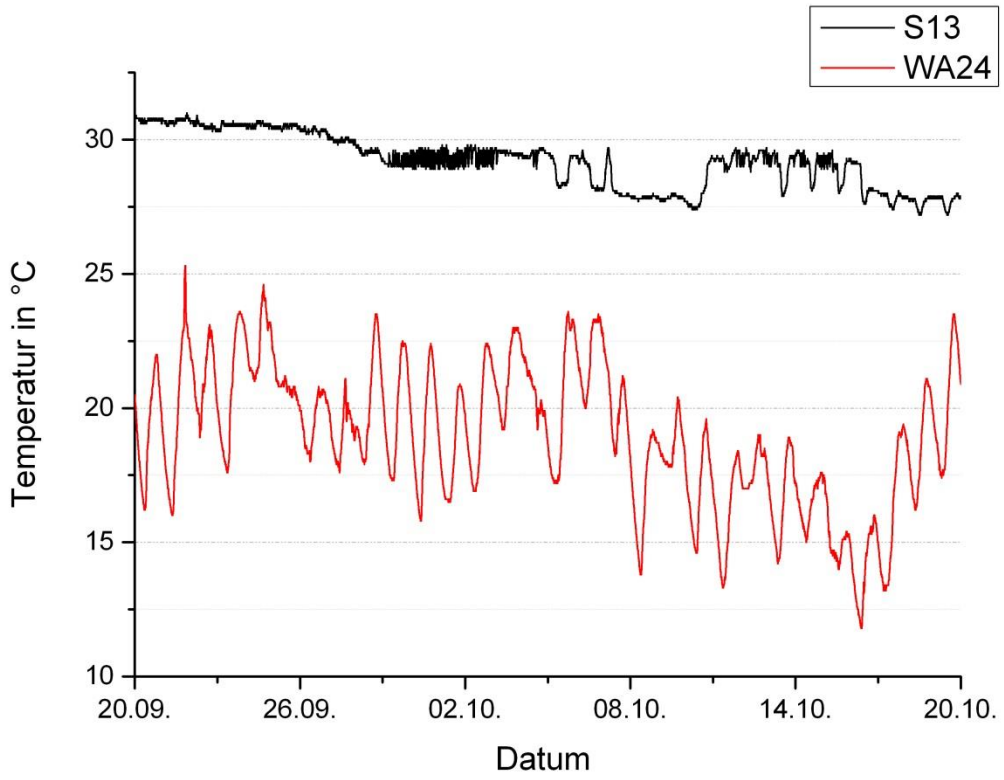


Abbildung 56: Temperaturverlauf über 30 Tage von zwei Serverschränken in den Ortsnetzstationen S13 und WA24

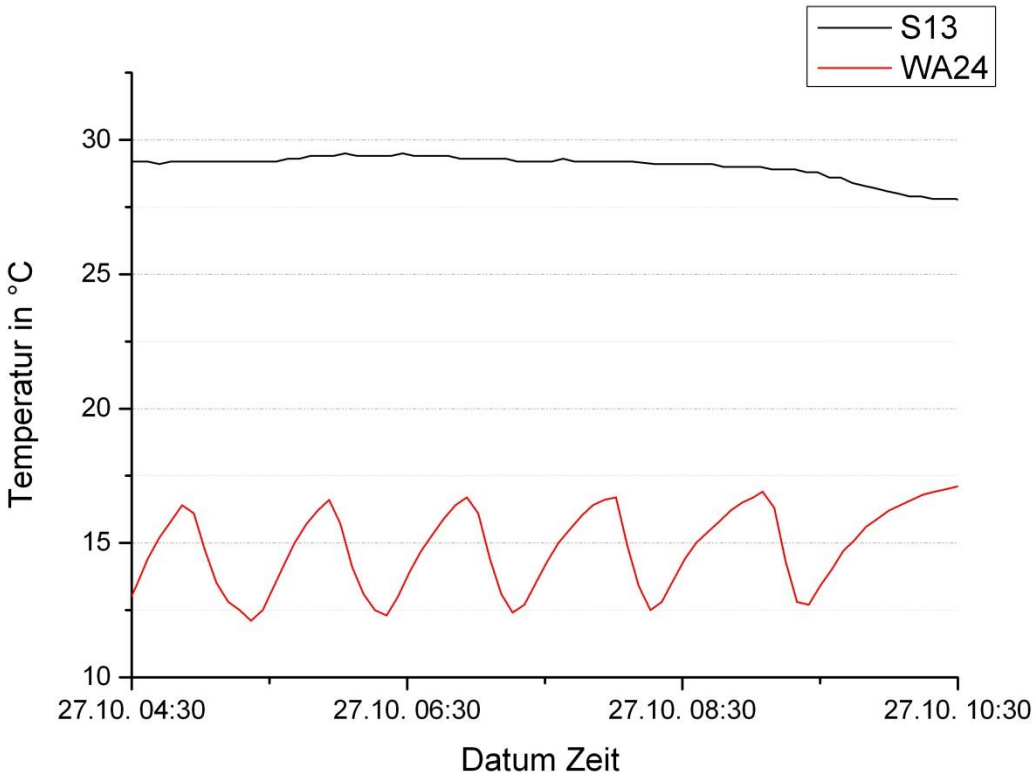


Abbildung 57: Temperaturverlauf über 6 Stunden von zwei Serverschränken in den Ortsnetzstationen S13 und WA24

Zuverlässigkeit der Temperaturüberwachung

Abschließend wird die Zuverlässigkeit der verwendeten Sensorik für die Temperaturüberwachung der in den Ortsnetzstationen verbauten Serverschränke untersucht. Hierzu werden die vom Sensor gesendeten und die vom EDS empfangenen Daten miteinander verglichen. Da eine feste Abtastrate von 5 Minuten eingestellt worden ist, kann einfach ermittelt werden, ob Messdaten fehlen. Für die Untersuchung der Zuverlässigkeit wird der Zeitraum vom 1.10.2012 bis zum 31.10.2012 beispielhaft herangezogen. In diesem Zeitraum wurden insgesamt 17856 Temperaturwerte erfasst und gesendet wovon 17706 am VNZ-Server empfangen wurden. Hieraus ergibt sich eine Zuverlässigkeit für die Temperaturerfassung inklusiv der Datenübertragung von 99,16%. Da es sich bei der Temperatur um eine relativ träge Messgröße handelt, ist der Verlust von 0,84% der Messwerte vernachlässigbar. Somit zeigt sich, dass das verwendete Messsystem geeignet ist, um die Temperaturen in den Ortsnetzstationen zu überwachen.

4.8 Bewertung der Informationssicherheit [41]

4.8.1 Einführung

Das E-Energy Projekt moma hatte von Anfang an einen besonderen Fokus auf dem Thema Informationssicherheit. In einer sehr frühen Projektphase wurde daher ein Projektteam aus dem Konsortium gebildet. Dieses Team hatte die Aufgabe, alle IT-Komponenten aus der Sicht der Informationssicherheit zu betrachten. Dabei wurde analysiert, welche Anwendungsfälle (Use Cases) in welchen Szenarien ausgeführt werden, welche Daten anfallen und wie schützenswert oder sensibel diese Daten sind. Des Weiteren wurden auch die physikalische Sicherheit und die Anforderungen an die Marktrollen betrachtet, also in welchen Wirkungsdomänen bestimmte Komponenten installiert sind und wer Zugriff auf diese hat (technische oder juristische Akteure). Ein weiterer Punkt war die Datensparsamkeit. Das Projekt hatte das Ziel, nur dort Daten zu speichern, wo diese auch zwingend notwendig sind, z.B. für die Abrechnung des Stromverbrauches.

Als nächstes hat sich das Team über die Formulierung der grundlegenden Sicherheitsanforderungen im Rahmen der Studie „E-Energy moma Security“[42] verständigt.

Zur Vereinfachung und Strukturierung des komplexen Themas wurden die Komponenten/Systeme 5 Sicherheitsstufen zugeordnet. Für jede Stufe wurden Sicherheitsmaßnahmen definiert, um so für die Anwendungsfälle und schützenswerten Informationen die erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen fest zu legen. Dabei erfolgte die Orientierung im Jahre der Studienerstellung 2009 an der damaligen Sicherheitsempfehlung des BSI und dem BSI Grundschutzhandbuches. Dies galt mit der Einschränkung, dass die Empfehlungen des BSI nur bis in das Jahr 2015 reichten. Details zu dieser Einstufung finden sich in der Studie „E-Energy moma Security“ ab Seite 19.

Um innerhalb der Sicherheitsstufen auch eine weitere Detaillierung von personenbezogenen, schützenswerten Daten zu ermöglichen, wurden Datenschutzklassen definiert und mit den Sicherheitsstufen kombiniert. Folgende Datenschutzklassen wurden definiert:

- Personenbezogene Daten
- Persönliche Daten
- Steuerungsdaten
- Allgemeine Daten
- Vertrags- und Abrechnungsdaten
- Administrationsdaten (Zugriffe, Schlüssel, Daten für Auditpflichten, Systemdaten (Firmware, Patches ,…)

[41] Autor: Christian Panzer (IBM Deutschland GmbH)

[42] Verantwortlicher Konsortialpartner: IBM, Mitwirkende Konsortialpartner: Christian Panzer (IBM), Alfred Malina (IBM), Heiko Waldschmidt (ISET), Jan Ringelstein (ISET), G. Schneider (MVV), R. Schultz (MVV), Andreas Kießling (MVV), Jürgen Hermanns (24/7 IT Services), Lars Schwendicke (PPC), Markus Rindchen (PPC), Holger Kellerbauer (UDE), Herr Hänchen (DREWAG); Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 1.9 – Studie E-Energy moma Security; erschienen in moma; Mannheim; 31.07.2009

Als nächstes wurde jede einzelne Komponente des moma Informationssystems genauer betrachtet und die erforderlichen Informationssicherheitsstufe und entsprechende Maßnahmen definiert. Zusätzlich wurden noch ein Risikoanalyse und eine Analyse des Angriffspotenzials vorgenommen. Auch wurde pro Komponente/System die Datenreichweite und Datentiefe analysiert und bewertet.

4.8.2 Informationssicherheit mit M/490 und BSI-Schutzprofil[43]

Schutzmaßnahmen wurden im Projekt auf Grundlage der oben angeführten Analyse für die umgesetzte Architektur definiert und umgesetzt. Um aber Nachhaltigkeit von Konzepten zur Sicherstellung von Informationssicherheit in einer vernetzten kritischen Infrastruktur zu gewährleisten, wirkte das moma-Projekt intensiv in nationalen Gremien zur Gestaltung von Informationssicherheit mit. Dies betraf auch die Beteiligung an den Diskussionen zum BSI-Schutzprofil Smart Meter Gateway und zur zugehörigen Technischen Richtlinie. Insbesondere wurde aber auch im Rahmen des EU-Mandats M/490 zur Normung Smart Grid in der Arbeitsgruppe Security mitgearbeitet. Ein moma-Projektvertreter konnte hierbei als Vorsitzender dieser Arbeitsgruppe im Rahmen des EU-Mandats M/490 an der Verallgemeinerung der Arbeiten aus dem moma-Projekt sowie des E-Energy-Kompetenzzentrums bei der DKE führend mitwirken.

Innerhalb des europäischen Normungsmandats M/490 für Smart Grid wurde ein Rahmenwerk geschaffen, um die Normen zur Kommunikation zwischen Anwendungsfällen zu ergänzen um Normen zur Gewährleistung von Smart Grid Informationssicherheit (SGIS). Dies soll sicherstellen, dass Funktionen im Smart Grid durch technische und organisatorische SGIS-Anforderungen die Informationssicherheit auf dem adäquaten Schutzniveau Ende zu Ende gewährleisten.

Die Betrachtungen in den Arbeitsgruppen des Mandats 490 erfolgen in Bezug auf Anwendungscluster mit den zugehörigen Anwendungsfällen (Use Cases), die im Rahmen bestimmter Geschäftsmodelle auf Komponenten in verschiedenen Systemdomänen des Energiesystems wirken und deren interoperable Interaktion über Kommunikationsstandards sichergestellt wird. Diese Zusammenhänge werden in der Arbeitsgruppe „Reference architecture“ über ein Domänenmodell veranschaulicht.[44] Die Definition einer Methodik zur Beschreibung von Anwendungsfällen im Rahmen bestimmter Cluster sowie deren Sammlung und Verallgemeinerung zu generischen Use Cases wurde in der Arbeitsgruppe „Sustainable processes“ durchgeführt. Zur Festlegung des notwendigen Normungsumfanges zur interoperablen Kommunikation der Anwendungsfälle erstellte die Arbeitsgruppe „First set of standards“ einen Report. Nicht zuletzt wurde auf Grundlage der Domänenarchitektur und der Methodik zur Anwendungsfallmodellierung sowie deren Verbindung mit Normen in der Arbeitsgruppe „Security“ ein Rahmenwerk zur Zuordnung von Sicherheitsniveaus zu Anwendungsfällen und von Datenschutzklassen zu benutzten Datenobjekten geschaffen.

Im Rahmen der deutschen Diskussion zum Datenschutz beim Thema Smart Metering wurde seitens des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) an das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) der Auftrag zur Erstellung eines Schutzprofiles für das Smart Meter Gateway als Kommunikationseinheit intelligenter Messeinrichtungen erteilt. Insofern wurde bezüglich dieser Komponente ebenso der Ansatz „Datenschutz im Design“ verfolgt, aber mit der Sicht auf eine singuläre Komponente findet noch keine Umsetzung der Ende-zu-Ende-Informationssicherheit über gesamte Prozessketten in

[43] Autor: Andreas Kießling
[44] CEN/CENELEC/ETSI: Smart Grid Coordination Group Technical Report, Reference Archi-tecture for the Smart Grid, Version 1.0, 02.03.2012und –systeme

vielfältigen Anwendungsclustern im Smart Grid in einer komplexen und vernetzten Beziehung von Komponenten mehrerer Markt- und Netzakteure statt.

Der Schutzbedarf an das Smart Meter Gateway wurde auf Grundlage der geplanten Anwendungscluster und der dabei benötigten Daten abgeleitet. Insofern ergab sich die Sicherheitsproblemdefinition aus dem Datum mit dem höchsten Schutzbedarf.

Daraus ergab sich die Zielstellung, folgende Sicherheitsanforderungen zu erfüllen:

- Vertraulichkeit bei der Datenübermittlung und Speicherung
- Authentizität (Zurechenbarkeit) der Daten
- Integrität (Schutz vor Veränderungen, Richtigkeit der Daten),
- Verfügbarkeit der Daten (z.B. für Vertragserfüllung),
- Revisions-/Rechtssicherheit,
- Nicht-Abstreitbarkeit von Datenübermittlungen,
- Nutzungs- und Rechtevereinbarung (Validität des Zugriffs, der Speicherung, der Weitergabe)

Mit dem BSI-Schutzprofil sowie der darauf basierenden Technischen Richtlinie zum Smart Meter Gateway werden auf Grundlage der genannten Sicherheitsanforderungen insbesondere folgende Sicherheitsaspekte adressiert:

- Physischer Schutz mit Festlegungen zur Bauweise
- Zugriffskontrolle durch organisatorische Festlegungen zum Gateway Administrator und Wake-up-Service zur Zugriffssteuerung
- Transportverschlüsselung auf OSI4-Ebene mit der sogenannten Transport Layer Security (TLS)
- Inhaltsverschlüsselung mit Content Message Security (CMS)
- Nachrichtensignierung mit einem Kryptographie-Modul als Teil der Gateway Hardware

Insofern ist eine gewisse Analogie zum Vorgehen im M/490 zu erkennen. Auf Grundlage von Anwendungsfällen und den damit benötigten Daten wird eine Bedrohungsanalyse durchgeführt, der Schutzbedarf ermittelt, um dann das Sicherheitsniveau zu definieren. Kritik wird hierbei in dem Sinne geäußert, dass die Definition von Sicherheitsanforderungen an eine im Anwendungscluster beteiligte Komponente zwar „Datenschutz im Design“ in der gesicherten Komponente gewährleistet, aber keine „Ende-zu-Ende-Informationssicherheit“ über die gesamte Prozesskette der Anwendungsfälle mit allen beteiligten Komponenten

Aus diesen Aktivitäten abgeleitet wurde ein Verfahren zur Definition von Kommunikations- und Sicherheitsnormenprofilen auf Basis der Definition von Anwendungsfällen vorgeschlagen.[45]

Festgestellt wurde, dass die mit der Transformation des Energiesystems einhergehende, weitgehende Vernetzung einer kritischen Infrastruktur bis hin in Niederspannungsbereiche der Verteilungsnetze sowie bis in die Liegenschaft des Endkunden nur gelingen kann, wenn Informationssicherheit als Grundlage von Datenschutz sowie auch zunehmend als Grundlage der Versorgungssicherheit über die gesamten Prozessketten mit allen Komponenten aller beteiligten Akteure gewährleistet wird. Um dieser Aufgabe gerecht zu werden, wurde im Umfeld des EU Smart Grid-Mandats M/490 ein Rahmenwerk zur Zuordnung von Sicherheitslevels und Datenschutzklassen zu Anwendungsfällen im Rahmen von Anwendungsclustern definiert. Anderseits widmeten sich deutsche Aktivitäten im Rahmen des BSI-Schutzprofils zuerst der Sicherheit einer speziellen Komponente. Es konnte aber gezeigt werden, dass beide Ansätze Analogien besitzen sowie einerseits mit einem Top-Down-Ansatz und anderseits mit einem Bottom-Up-Ansatz aufeinander zugehen. Zur Vereinigung der nützlichen Aspekte in beiden Vorgehensweisen wurde eine Erweiterung der Use Case-Methodik vorgeschlagen. Mit dieser Methodik erfolgt die Profilierung von zu Anwendungsclustern zugehörigen Kommunikations- und Sicherheitsnormen mit der nachfolgenden Definition von Testverfahren für Anwendungscluster, die wiederum Grundlage für Konformitätsprüfungen von Komponenten im Anwendungscluster sind, um die Interoperabiltät und Sicherheit der Komponenten nachzuweisen.

[45] Kießling, Andreas; Informationssicherheit mit M/490 und BSI-Schutzprofil zur Sicherstellung von Datenschutz und Versorgungssicherheit; VDE-Kongress 2012 - Intelligente Energieversorgung der Zukunft; 05.11.2012 - 06.11.2012; Stuttgart, Deutschland; Proceeedings erschienen bei VDE Verlag; 2013; http://www.vde-verlag.de/proceedings-de/453446049.html

5 Ergebnisse aus dem Feldtest Mannheim

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Feldtests in Mannheim zusammengefasst. Die Ergebnisse beziehen sich primär auf den Feldtest 3 (August bis Oktober 2012). Sollten sich dargestellte Erkenntnisse auf die vorherigen Feldtests 1 und 2 beziehen, die der Vorbereitung des dritten Feldtests dienten, wird das explizit erwähnt[46].

Es gab zwei Arten der Auswertung: die eine beruhte auf Befragungen, die andere auf Messdaten.

Zunächst soll dargestellt werden, wie über Haushaltsbefragungen die Zusammensetzung von Kontroll- und Versuchsgruppe ermittelt wurde. Im Anschluss werden der Umgang mit den Komponenten des Feldtests (Tarif, Stromvisualisierung, automatische Steuerung) und die selbstberichtete Reaktion auf Preisanreize basierend auf den Befragungen untersucht.

Anschließend werden die gemessenen Reaktionen auf Preisanreize sowohl auf Geräte-, als auch auf Haushaltsebene auf Basis von viertelstündlichen Verbrauchsdatenmessungen ausgewertet. Es folgt ein Exkurs zum Stromverbrauch der moma-Infrastruktur, bevor Indikatoren für eine Veränderung der Stromverbruchshöhe der Feldtesthaushalte dargestellt werden. Anschließend werden die Ergebnisse des Feldtests zusammenfassend diskutiert. Zuletzt folgt in einem kurzen Exkurs eine Übersicht über den Zusammenhang zwischen Feldtest und den im anschließenden Kapitel beschriebenen Simulationen.

5.1 Methodik der Haushaltsbefragungen[47]

Zur Ermittlung der Merkmale der Teilnehmer und Teilnehmerinnen, der Zufriedenheit mit dem Feldtest als Ganzes und seinen Einzelaspekten, der Akzeptanz der eingesetzten Komponenten im Feldtest 3 sowie weiterer Aspekte wurden folgende Erhebungsschritte durchgeführt:

Erhebungsschritt/ Methode	**Zeitpunkt**	**Themen Versuchsgruppe**	**Themen Kontrollgruppe**	**Frage-bögen versandt /zurück-erhalten**
AttrakDiff™-Fragebogen, QUESI Intuitivitäts-fragebogen	Vor Start des Feldtests 3 Oktober 2011	Attraktivität und Komfort der moma App	Nur Versuchsgruppe	2 Personen (Work-shop)

[46] Die Ergebnisse zur Kundenzufriedenheit sowie Akzeptanz im kleineren Feldtest 2 mit etwa 80 Teilnehmern wurden zusammenfassend in einem gesonderten Bericht ausgeführt (IFEU, MVV: Ergebnisbericht des Praxistests „Flexibler Strompreis“ (Praxistest 2), moma-Bericht, Mannheim, März 2012)

[47] Autorenschaft: Corinna Schmitt (IFEU) und Markus Duscha (IFEU)

Erhebungsschritt/ Methode	**Zeitpunkt**	**Themen Versuchsgruppe**	**Themen Kontrollgruppe**	**Frage-bögen versandt /zurück-erhalten**
Schriftliche Befragung 1 aller Teilnehmer („Auftaktbefragung“) Überwiegend geschlossene Fragen	Vor / Zum Start des Feldtests 3 Oktober 2011 Januar 2012 März 2012 (jeweils ein Teil insgesamt komplette Versuchsgruppe) Juli 2012 (Kontrollgruppe)[48]	Installation Soziodemografie Wohnverhältnisse (Eigentum, Mieter, Wohnungsgröße, Personenzahl, Anwesenheitszeiten, Ausstattung Elektrogeräte Stromverbrauch Zahlungsbereitschaft	Wie Versuchsgruppe (jedoch nicht zur Installation)	654/499
Mündliche Befragung ausgewählter Teilnehmer	Zum Start des Feldtests 3 Juni 2012	Ziel: Thesengenerierung für schriftliche Befragung 2 Zufriedenheit	Nicht durchgeführt	

[48] Die unterschiedlichen Zeitpunkte der 1. Befragung ergaben sich aus einem mehrfach verändertem Erhebungsdesign aufgrund der Verzögerungen beim Start des Praxistests

Erhebungsschritt/ Methode	**Zeitpunkt**	**Themen Versuchsgruppe**	**Themen Kontrollgruppe**	**Frage-bögen versandt /zurück-erhalten**
Schriftliche Befragung 2 aller Teilnehmer (Abschluss-befragung) Überwiegend geschlossene Fragen	Nach / Zum Abschluss des Feldtests 3 Ende Oktober 2012	Soziodemografie (Veränderung) Nutzung Elektrogeräte (Veränderung) Stromverbrauch Nutzung und Bewertung Feldtesttechnik und Tarif Zahlungsbereitschaft für Feldtesttechnik Zufriedenheit Feldtest allgemein	Soziodemografie (Veränderung) Ausstattung und Nutzung Elektrogeräte (Veränderung) Stromverbrauch (Entwicklung, Bewertung) Zahlungsbe-reitschaft für Feldtesttechnik Zufriedenheit Feldtest allgemein	559/361
Workshop mit ausgewählten Teilnehmern der Versuchsgruppe	Dezember 2012	Nutzung und Bewertung Feldtesttechnik und Tarif	Nicht durchgeführt	10 Teil-nehmerIn nen (Work-shop)

Tabelle 3: Erhebungsschritte im Feldtest 3

Nicht ausgewertet wurden die Fragebögen von den Kundinnen und Kunden, die eine Nachtspeicherheizung haben oder die zwischenzeitlich aus dem Projekt ausgeschieden sind (z.B. ihre Zustimmung zurückgenommen haben oder aus technischen Gründen abgelehnt wurden).

Nach Abschluss der Praxisphase wurde von der MVV ein Workshop für einen Teil der Teilnehmer aus dem Feldtest organisiert. Zu diesem Termin erschienen 10 Kundinnen und Kunden. Es waren 3 Frauen und 7 Männer anwesend, die allesamt zwischen 40 und 60 Jahren alt waren. Der Workshop diente dem Aufgreifen der Erfahrungen in Hinblick auf ein verbessertes, marktreifes Endprodukt. Die Ergebnisse spiegelten größtenteils das Bild wider, das sich schon aus der Abschlussbefragung ergab. Erkenntnisse, die aus dem Kundenworkshop in dieses Kapitel eingehen, sind als solche gekennzeichnet.

5.2 Charakterisierung der Versuchs- und Kontrollgruppenmitglieder[49]

In der Auftaktbefragung wurden Daten zur Soziodemografie und weitere Indikatoren abgefragt, welche die Zusammensetzung der Versuchs- und der Kontrollgruppe beschreiben. **Sehr kurz zusammenfassend lässt sich sagen, dass am Feldtest ein sehr hoher Anteil männlicher Hausbesitzer mit hohem Nettohaushaltseinkommen und gehobener Bildung zwischen 40 und 80 Jahren teilnahm.** Etwas ausführlicher werden die charakterisierenden Merkmale der Versuchs- und Kontrollgruppe im Folgenden beschrieben. Eine ausführlichere Fassung ist im Anhang nachzulesen.

In einem ersten Abgleich ergab sich, dass die beiden Gruppen ähnlich aufgebaut und damit untereinander vergleichbar sind. In vielen prägenden Merkmalen unterscheiden sich die Feldtesthaushalte jedoch vom Bundesdurchschnitt.

Wohnsituation

Insgesamt leben in der Versuchsgruppe in den teilnehmenden Haushalten mindestens[50] 883 Personen, in der Kontrollgruppe sind es mindestens 258**. Die Personen leben in beiden Gruppen überwiegend in zwei-Personenhaushalten.** Nur wenige Haushalte haben mehr als 4 Haushaltsmitglieder. Minderjährige sind wenig an dem Projekt beteiligt. In fast zwei Dritteln der Versuchsgruppenhaushalte leben keine Kinder, in der Kontrollgruppe sind es sogar 72%.

Zwei Drittel der am Feldtest teilnehmenden Personen sind Eigentümer ihrer Wohnung oder ihres Hauses. Etwa 30% sind Hauptmieter oder Hauptmieterin.

Mehr als die Hälfte aller teilnehmenden Haushalte befinden sich in einem Ein- oder Zweifamilienhaus. Der Rest teilt sich etwa gleichmäßig auf 3-5-, 6-10-, und mehr als 10-Parteien-Häuser auf. Im Durchschnitt haben die Wohnungen 110-130m², was über dem Bundesdeutschen Schnitt[51] von 92,1 m² liegt. Mehr als die Hälfte der Wohnungen sind größer als 110m², während Bundesweit nur 37% größer als 100m² sind.

Alter und Geschlecht

Zwei Drittel (68%) der Personen aus der Versuchsgruppe, die den Auftaktfragebogen ausfüllten, waren männlich. Ebenfalls zwei Drittel der Personen, die sich für den Feldtest anmeldeten, waren in der Versuchsgruppe laut Abschlussfragebogen männlichen Geschlechts. **Nur in 20% der Fälle war es eine Frau, die sich für den Feldtest 3 anmeldete**.[52]

Im Vergleich zum bundesdeutschen Durchschnitt sind Teilnehmende zwischen **40 und 70 Jahren deutlich überrepräsentiert**[53] (70% in der Versuchsgruppe zu 52% in der Gesamtdeutschen Bevölkerung). **Teilnehmer zwischen 20 und 40** (13,5% zu 30%) **und Teilnehmer über 80** (1,7% zu 6%) **sind deutlich**

---

[49] Autorin: Corinna Schmitt (IFEU)
[50] Summe der in den Fragebögen angegebenen Personenzahlen im Haushalt
[51] Statistisches Bundesamt, Wiesbaden (Hrsg), Statistisches – Deutschland und Internationales . 2012, 2012, zu finden unter: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/StatistischesJahrbuch/StatistischesJahrbuch2012.pdf?__blob=publicationFile (zuletzt aufgerufen am 1.3.2013)
[52] Es war auch die Angabe „Mehrere Personen unterschiedlichen Geschlechts“ möglich
[53] Statistisches Bundesamt, Altersaufbau 2009 – 12. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung, 2009 zu finden unter: https://www.destatis.de/bevoelkerungspyramide/ (zuletzt aufgerufen am 1.2.2013)

unterrepräsentiert. Das Durchschnittsalter in der Versuchsgruppe beträgt 54,5 Jahre. In der Kontrollgruppe sind es 57,2 Jahre.

Bildung und Ausbildung

Im Vergleich zu dem bundesdeutschen Durchschnitt[54] sind TeilnehmerInnen mit geringer Bildung (Volks- und Hauptschulabschluss, Realabschluss) deutlich unterrepräsentiert, Teilnehmende mit Hochschulabschluss bzw. abgeschlossenem Studium hingegen deutlich überrepräsentiert. 59% der Personen, die den Fragebogen ausfüllten, haben die allgemeine oder Fachhochschulreife erlangt. Das ist mehr als doppelt so viel wie im Bundesdurchschnitt. 44% aus den beiden moma-Gruppen haben ein abgeschlossenes Studium, während nur 16% eine weiterführende Schule ohne Abitur besucht haben. Letzteren Ausbildungsweg wählten aber laut statistischem Bundesamt 58% der Deutschen, während nur 15% ein abgeschlossenes Hochschul- oder Fachhochschulstudium haben.

Nettohaushaltseinkommen

Im Vergleich zu dem bundesdeutschen Durchschnitt sind Teilnehmende mit hohem Nettohaushaltseinkommen überrepräsentiert. Ein Viertel hatte eine Einkommen zwischen 3.600 und 5.000€. 70% hatten 2.000€ oder mehr pro Monat zur Verfügung (gegenüber 45% bundesweit). 16% hatten ein Nettohaushaltseinkommen von mehr als 5.000€ pro Monat (gegenüber 8,1% mit 4.500€ oder mehr im Monat bundesweit). **Besonders Geringverdiener bis 900€ pro Monat und Mittelverdiener zwischen 1.300-1.500€ pro Monat waren unterrepräsentiert.**

Stromverbrauch

Im Durchschnitt bezog ein Haushalt der Versuchsgruppe 3.804 kWh Strom im Jahr und ein Kontrollhaushalt 3.372 kWh. Gerade kleine Versuchsgruppenhaushalte mit drei oder weniger Mitgliedern brauchten im Vergleich zu den Erhebungen der EnergieAgentur.NRW[55] etwas mehr Strom als der Durchschnitt.

Fazit

Die Unterschiede zum deutschlandweiten Schnitt sind auf das nicht zufällige Auswahlverfahren der Versuchsgruppe im moma-Projekt zurückzuführen und spiegeln die unterschiedliche Mitwirkungsmotivation der Bevölkerung zu diesen Themen wider.

Einerseits lässt die selbst-Selektierung, auf die diese Unausgeglichenheiten zurückzuführen sind, darauf schließen, dass die untersuchte Bevölkerungsgruppe (männliche, studierte Hausbesitzer zwischen 40 und 80 Jahren mit einem Nettohaushaltseinkommen von 2000€ im Monat oder mehr), die Gruppe ist, die sich (im Moment) für dynamische Tarife und/oder automatische Steuersysteme am ehesten interessiert. (vgl. auch Diskussion Kapitel 5.6).

---

[54] Angaben des statistischen Bundesamts für 2011 in Zusammenhang mit seiner Publikation Bildung in Deutschland 2012 - Ein indikatorengestützter Bericht mit einer Analyse zur kulturellen Bildung im Lebenslauf; zu finden unter: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/BildungForschungKultur/Bildungsstand/Tabellen/Bildungsabschluss.html (zuletzt aufgerufen am 1.3.2013)

[55] EnergieAgentur NRW, Erhebung „Wo bleibt der Strom im Haushalt“, 2011, zu finden unter: http://www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfopool/erhebung_wo_bleibt_der_strom.pdf (zuletzt aufgerufen am1.3.2013)

Dies bedeutet andererseits, dass Ergebnisse des Feldtest 3 sich nicht ohne weiteres auf Gesamtdeutschland übertragen lassen.

5.3 Ergebnisse in Hinblick auf die Bewertung/Akzeptanz des Feldtests im allgemeinen und seiner Komponenten[56]

Kundenzufriedenheit (allgemein)

Schon der hohe Rücklauf, der in allen Befragungen bei deutlich über 50% lag, zeigt ein hohes Engagement bei den teilnehmenden Haushalten und ihren Willen zum Gelingen des Projekts beizutragen. **Drei Viertel der auf die Abschlussbefragung antwortenden Feldtesthaushalte würden wieder an dem Versuch teilnehmen** und hatten Verständnis für die Verzögerung des Feldtests um mehrere Monate. Die Organisation des Feldtests wurde sowohl von der Kontrollgruppe, als auch von der Versuchsgruppe auf einer Skala von 1 bis 6 mit durchschnittlich 4 Punkten als eher positiv bewertet.

Bewertung des und Auseinandersetzung mit dem *Tarif*

Generelle Bewertung des Tarifs in Feldtest 3

Trotz der komplexen Tarifstruktur mit den stündlich wechselnden Preisen und dem stochastischen, unvorhersehbaren Verlauf, wurde der Tarif von 60% der Befragten als verständlich eingeschätzt. Zusätzlich fragten wir nach Transparenz und Alltagstauglichkeit des Tarifs: 50% fanden ihn mehr oder weniger transparent gegenüber 33%, die ihn nicht transparent fanden. Einzig bei der Integrierbarkeit in den Alltag hält sich die Waage: 44% der Teilnehmenden fanden ihn mehr oder weniger alltagstauglich und 40% nicht. Dass der Strompreis nicht nachvollziehbar sei, wurde im letzten frei-Text-Feld (*Möchten Sie uns noch etwas mitteilen?*) mehrfach angebracht. Im Großen und Ganzen schien das die Teilnehmenden jedoch nicht groß zu stören, wie auch die berichtete Orientierung am Tarif zeigt (s.u.).

Zum Vergleich: Im Feldtest zwei kam ein zeitvariabler Tarif mit nur 2 Stufen zum Einsatz, der jeweils über mehrere Wochen unverändert blieb. Dieser Tarif wurde mit mehr als 70% der damals teilnehmenden Kundinnen und Kunden noch stärker als verständlich und transparent eingestuft. Nur 10% fanden ihn nicht verständlich beziehungsweise transparent. Angesichts der deutlich höheren Komplexität des Tarifs im Feldtest 3 sind die Unterschiede in der Bewertung vergleichsweise gering.

Art der Auseinandersetzung mit dem Tarif

Insgesamt gaben 161 Testhaushalte (54%) an sich täglich mit dem Preisprofil auseinander zu setzen und ihren Stromverbrauch zum Teil nach diesem zu richten. 130 Haushalte benannten dazu auch konkret Geräte, die sie regelmäßig manuell in die preisgünstige Zeit verschoben. Weitere 20% gaben an nur selten ihren Gebrauch von Geräten nach dem Preis richten zu können. **Also machen zusammen diejenigen, die sich zumindest sporadisch mit dem Tarif auseinandersetzten, 74% der Versuchsgruppe aus.** 66 Haushalte (22%) gaben an, nie auf den Preis geachtet zu haben. Sie teilten sich auf in zwei Gruppen: diejenigen, die sich komplett auf die automatische Steuerung verließen (6% der Versuchsgruppe) und diejenigen, die sich weder mit dem Tarif noch mit der Steuerung auseinandersetzten (16%).

Es gab drei unterschiedliche Möglichkeiten sich mit dem Preis auseinanderzusetzen. Sowohl auf dem Metering Portal als auch in der moma App konnte der Stromverlauf für den ganzen Tag eingesehen werden.

[56] Autorenschaft: Corinna Schmitt, Markus Duscha (IFEU), Michael Pawolwicz (MVV)

Über die moma App bestand zusätzlich noch die Möglichkeit sich den Preis der aktuellen und der nächstfolgenden Stunde anzusehen. In beiden Fällen konnte der Preis in ct/kWh abgelesen werden, während gleichzeitig die Höhe des Preises durch Farben indiziert war (rot = teuer, gelb = mittel, grün = günstig). Drittens gaben sowohl die Schaltboxen, als auch der Energiebutler über LEDs Leuchtsignale, an denen sich für die aktuelle Stunde erkennen ließ, ob der Preis hoch (rot), mittel (gelb) oder günstig (grün) war (Ambient Displays).

Im Fragebogen wurden die Teilnehmenden gefragt, woran sie sich am meisten orientierten, wenn es darum ging, die Gerätenutzung in günstige Zeiten zu verschieben. **Die meisten (45%) orientierten sich am Verlauf für den ganzen und folgenden Tag auf den Nutzerportalen** (zusammengesetzt aus 25% Orientierung am Farbverlauf und 20% am genauen Preissignal in ct/kWh). Es folgen die Ambient Displays der Einzelkomponenten Butler und Schaltbox mit insgesamt 25%. Weniger als 10% orientierten sich hauptsächlich an den Angaben für die aktuelle und folgende Stunde auf der moma App. Obwohl die Frage so gestellt war, dass nur die Hauptpräferenz genannt werden sollte, konnten sich 10% der Antwortenden nicht entscheiden und gaben mehr als eine Orientierungshilfe als Hauptbezugspunkt an. Der Rest machte keine Angabe.

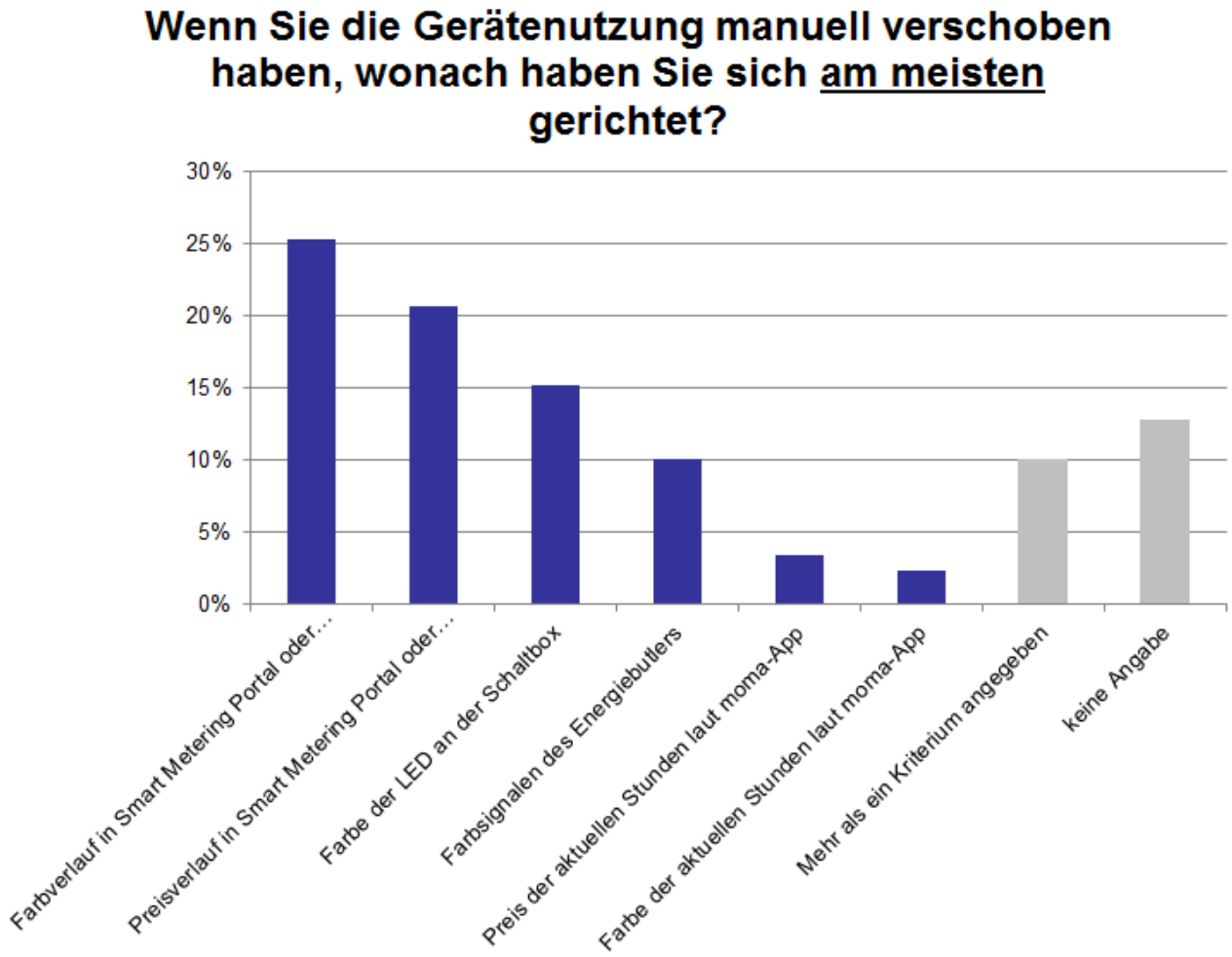


Abbildung 58: Orientierung am Tarif durch…

Weiterverwendung des variablen Tarifs

48% der Versuchsgruppe berichten, sie würden einen variablen Tarif - selbst wenn er so komplex wäre - weiterverwenden. Weitere 38% sind sich unsicher, könnten sich dies aber vorstellen. Nur 12% wollen sich in keinem Fall weiter mit einem variablen Preis auseinandersetzen und 2% machten keine Angabe.

Auch die Kontrollgruppe, die nicht direkten Kontakt mit einem solchen Tarif und keine positiven Erlebnisse (Einsparungen) damit hatte, ist einem solchen, stündlich wechselnden Tarif grundsätzlich gegenüber aufgeschlossen. Auch hier können sich nur 10% gar nicht vorstellen, einen solchen Tarif zu nutzen. 36% sagen, sie hätten gerne so einen Tarif. 45% sagen zumindest vielleicht. 9% machten keine Angabe.

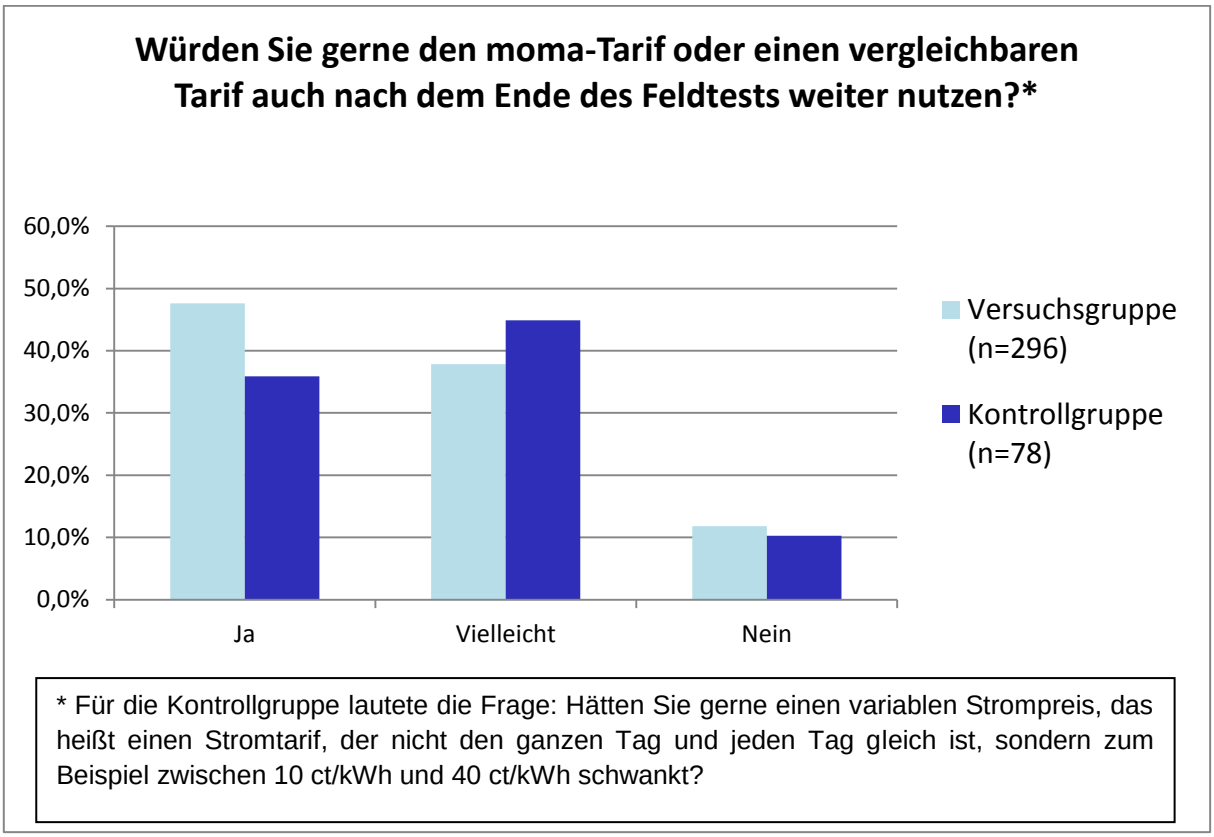


Abbildung 59: Wunsch einen variablen Tarif zu nutzen in Versuchs- und Kontrollgruppe

Gründe für Weiter-Nutzung des Tarifs

Für beide Gruppen ist Geld zu sparen der Hauptanreiz einen solchen Tarif zu nutzen. Wenn ein einziger Grund angegeben wurde, dann war es fast immer der oben genannte. Nur vereinzelt wurden andere Gründe (wie zum Beispiel zum Klimaschutz beitragen) als *alleiniger* Grund genannt. In der Versuchsgruppe gaben über 80% den Grund Geldsparen an, außerdem finden es knapp 50% wichtig zur Netzstabilisierung beizutragen. Andere Gründe erhalten in der Versuchsgruppe nur von weniger als der Hälfte der Befragten Zustimmung. In der Kontrollgruppe werden von mehr als der Hälfte der Befragten immerhin noch die Integration erneuerbarer Energien ins Stromnetz und die Unterstützung regionaler Energieeinspeisungen genannt. Die wenigsten stimmten in beiden Gruppen (29%/23%) der Aussage zu sie „fänden das gerechter, da der Strompreis an der Börse auch schwankt“.

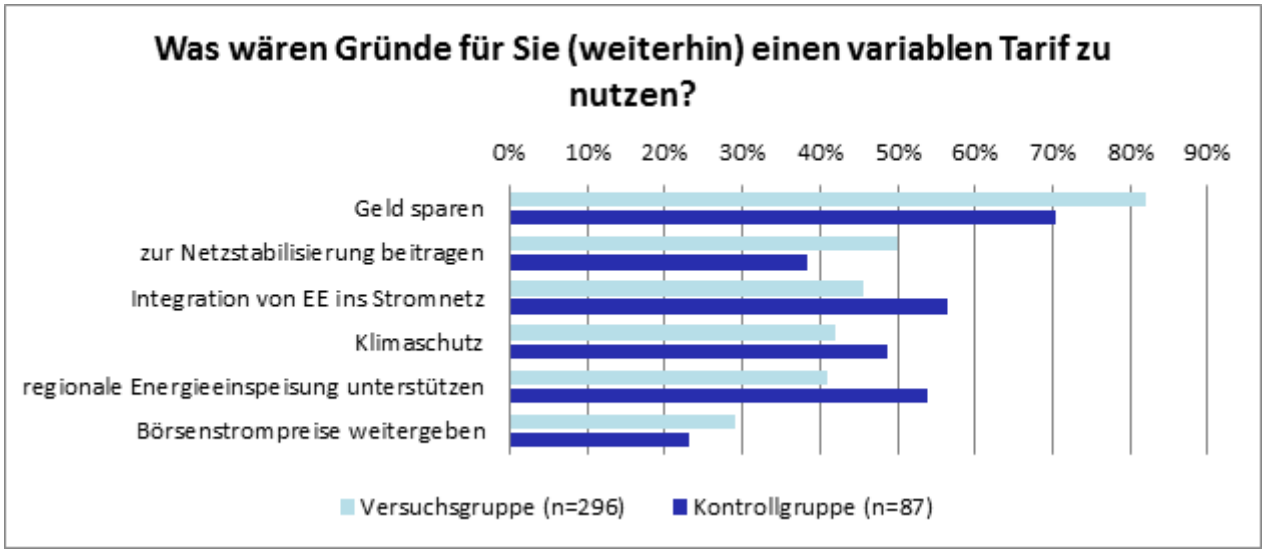


Abbildung 60: Gründe für einen variablen Stromtarif (Mehrfachantworten möglich)

Nutzung und Bewertung der Nutzerportale (moma App, Metering Portal)

Die Feldtesthaushalte hatten Zugang zu drei Portalen: Dem Energiebutler Portal aus dem 2. Feldtest, das relativ schnell von der moma App abgelöst wurde, und dem MVV Smart Metering Webportal (im Folgenden verkürzt als Metering Portal). Die moma App war auf PCs und Tablet-Computern, jedoch nicht auf Smart Phones lauffähig.

Abbildung 58 (s. weiter oben) zeigt, wie wichtig IT-Portale für die am Feldtest teilnehmenden Personen waren, um sich mit dem Tarif auseinandersetzen zu können. Die Portale des Feldtests hatten aber noch weitere darüberhinausgehende Feedback-Funktionen.

Bewertung Metering Portal

Das *Metering Portal* enthält eine Übersicht über die Preise des heutigen und des morgigen Tages. Niedrige Preise (grün) liegen im Bereich von 10- 19ct, mittlere Preise (gelb) im Bereich von 20- 24 ct, hohe Preise (rot) zwischen 25 und 40 ct. Darüber hinaus zeigt es den gemessenen Stromverbrauch und die daraus resultierenden Stromkosten (Verbrauch*Preis), des Haushalts an. Übersicht über die Verbrauchsdaten gibt es auch in Tabellenform. In der Kostenübersicht werden die durch den moma-Tarif erlangten Boni angezeigt. Über einen Algorithmus wird versucht zu ermitteln, welcher Verbrauch welcher Geräteklasse zugordnet kann: Standby-Geräte und permanent laufende Geräte, taktende Kühlgeräte, Großverbraucher (hohe Leistungssprünge) oder sonstige Verbraucher. Zudem kann im Metering Portal Einsicht über gemessene Leistung und berechnete CO_2-Emissionen bezogen werden. Wobei letzteres nicht bei allen Kunden und nicht während des gesamten Feldtest einsatzbereit war. Daneben gibt es noch ein Glossar und FAQ, Energiespartipps der MVV und einen Link zu einem Stromsparcheck der EnergieAgentur.NRW

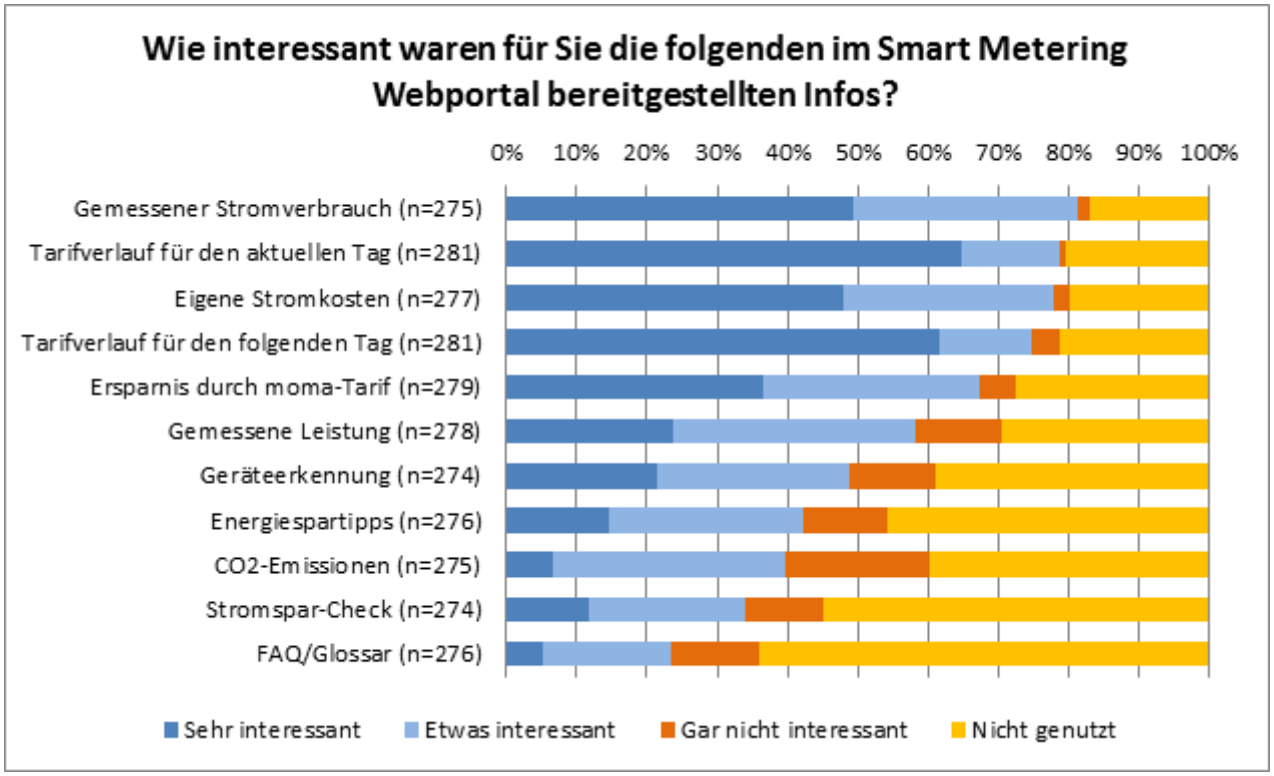


Abbildung 61: Interesse an den Features des MVV Smart Metering Webportals

Von besonderem Interesse waren die Features Gemessener Stromverbrauch, Tarifverläufe und Visualisierung der Stromkosten. Mit jeweils fast 10% Abstand folgen die Auskünfte über finanzielle Ersparnisse durch den moma-Tarif (moma-Boni) und die gemessene Leistung. Andere Infos wurden von mehr als 50% der Versuchshaushalte nicht als interessant empfunden. Hierbei ist zu beachten, dass die Darstellung sowohl der vermiedenen CO_2-Emissionen, als auch des moma-Bonus nicht flächendeckend gewährleistet werden konnte und nicht ständig verfügbar war.

Die Nutzung des Metering Portals geht während der Feldtestphase zurück. Während im ersten Monat nach der Freischaltung noch 38% der teilnehmenden Haushalte täglich darauf zugriffen, sind es im letzten Monat nur noch 26%. Die Anzahl der Personen, die angaben, das Portal im jeweiligen Zeitraum nicht genutzt zu haben, stieg von 13% auf 32%.

Eine Auswertung der Logins auf das Metering Portal zeigte, dass sich 32% (134 von 422 Versuchshaushalten) der Kundinnen und Kunden im Zeitraum August bis Oktober, in dem allen Versuchsgruppenhaushalten das Metering Portal zur Verfügung stand, mindestens einmal im Monat einloggten. Laut Abschlussbefragung gaben jedoch 63% der Befragten an, wenigstens einmal im Oktober auf das Metering Portal zugegriffen zu haben.[57]

[57] Diese Abweichung kann einerseits davon kommen, dass eher engagierte Teilnehmerinnen und Teilnehmer auf den Fragebogen antworteten oder, dass die selbstberichtete Nutzung einfach von der tatsächlichen Nutzung abweicht.

Unabhängig vom Zeitraum August bis Oktober nutzte ungefähr ein Viertel der teilnehmenden Haushalte nach dem ersten Login das Metering Portal jeden Monat mindestens einmal.

Bewertung moma App

Die *moma App* beinhaltet auch Elemente des Smart Metering Weportal. Nur über die moma App, nicht über das Metering Portal, sind Einstellungen zur Gerätesteuerung möglich.

Abbildung 62: Dashboard (Benutzeroberfläche) der moma App

Im Bereich Tarif wird der aktuelle Tarif nebst zugehöriger Farbe und der nächst folgende Tarif mit Farbe angezeigt. Diese Angaben kommen vom Energiebutler. Mit Klick auf den Bereich Tarif kann der Tarif der nächsten 2 Tage soweit verfügbar angezeigt werden (vgl. Metering Portal). Im Vergleich Verbrauch ist der Verbrauch aus dem Smart Metering Portal hinterlegt und nach Klick auf den Verbrauch kann der bis zu viertelstündlich aufgelöste Verbrauch der letzten Tage, Wochen und Monate angesehen werden. Diese Daten stammen aus dem Smart Metering Webportal. Rechts werden die angeschlossenen Geräte gesteuert. Unten befindet sich der Newsbereich mit kurzen eigens für die App geschrieben moma-News (z.B. Ankündigung des Fragebogens oder Bekanntmachung neuer Hilfsvideos).

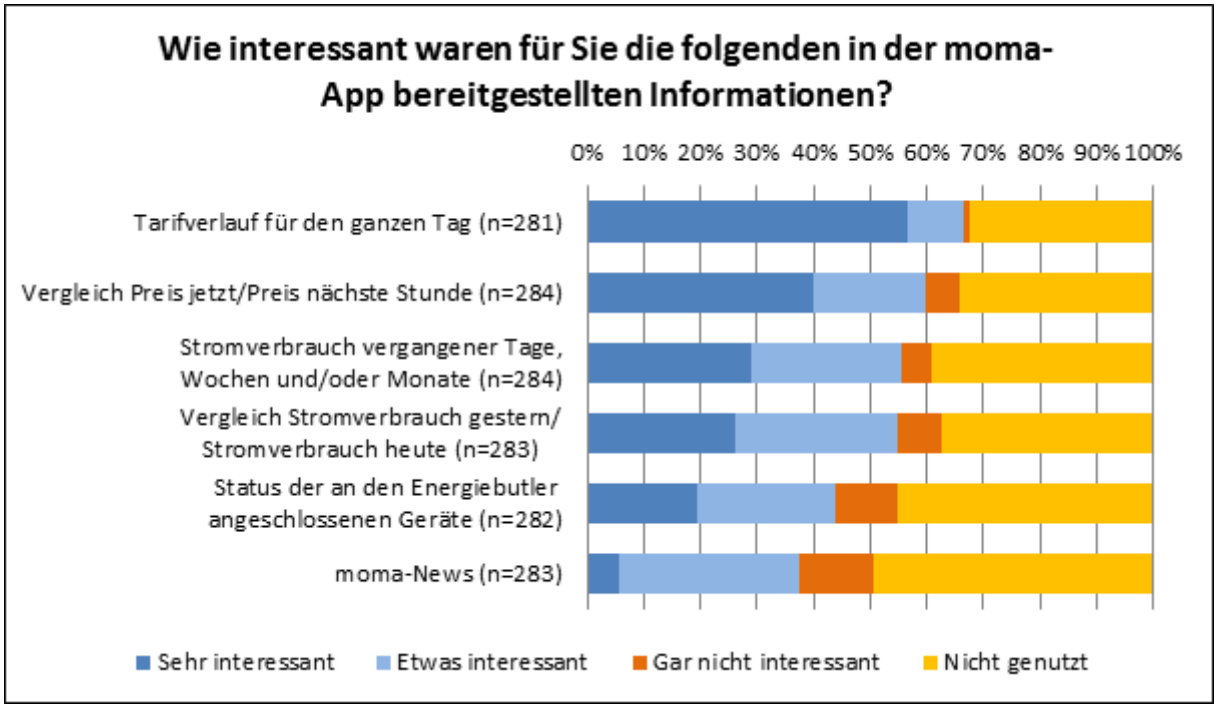


Abbildung 63: Interesse an den Features der moma App

Bei der moma App interessierten sich die Haushalte vor allem für den Tarifverlauf für den ganzen Tag. Interessanterweise war dieser nicht auf dem Eingangsbildschirm (Dashboard) verfügbar, sondern erforderte von den Nutzerinnen und Nutzern, tiefer in die moma App einzusteigen. **Etwas weniger interessant war der Preisvergleich zwischen aktueller und folgender Stunde. Dann folgte mit geringem Abstand der gemessene Stromverbrauch.** Auch hier zeigt sich wieder dass die Informationen, die nicht mit einem Blick auf das Dashboard ersichtlich waren, nämlich der höher aufgelöste Verbrauch über mehrere Tage, Wochen oder Monate; als (etwas) interessanter eingestuft wurden.

Das Interesse war also gerade für die Informationen hoch, die auch auf dem Metering Portal einsehbar waren. Diese Erkenntnisse über die Relevanz der Daten sind auch wichtig für zukünftig weiterentwickelte Feedback-Systeme.

Mehr als 50% der Haushalte fand den Status der an den Energiebutler angeschlossenen Geräte uninteressant oder nutzte dieses Feature nicht. Dies zeugt von dem geringen Interesse der Versuchshaushalte an der automatischen Steuerung (siehe auch Abschnitt automatische Steuerung).

Nutzungshäufigkeit moma App und Metering Portal im Vergleich

Von Anfang an wurde die moma App seltener konsultiert als das Metering Portal. **Im letzten Monat nutzten sogar fast 50% die moma App gar nicht mehr.**

Von denjenigen, die das Metering Portal im Oktober nicht genutzt hatten, haben die meisten auch die moma App nicht (mehr) genutzt. Ein deutlicher Hinweis darauf, dass das Interesse der teilnehmenden Haushalte zu Ende des Feldtests stark abnahm.

Von denjenigen, die angaben sich regelmäßig mit dem Stromtarif auseinander zu setzen, nutzten im Gegensatz dazu fast 90% auch im letzten Monat moma App und/oder Metering Portal noch regelmäßig.

Zeitliche Auflösung

Der Stromverbrauch gehörte sowohl im Metering Portal als auch auf der moma App zu den Informationen, die Nutzerinnen und Nutzer interessant fanden. Wir wollten weiterhin wissen, welche zeitlichen Auflösungen dafür als hilfreich empfunden wurden.

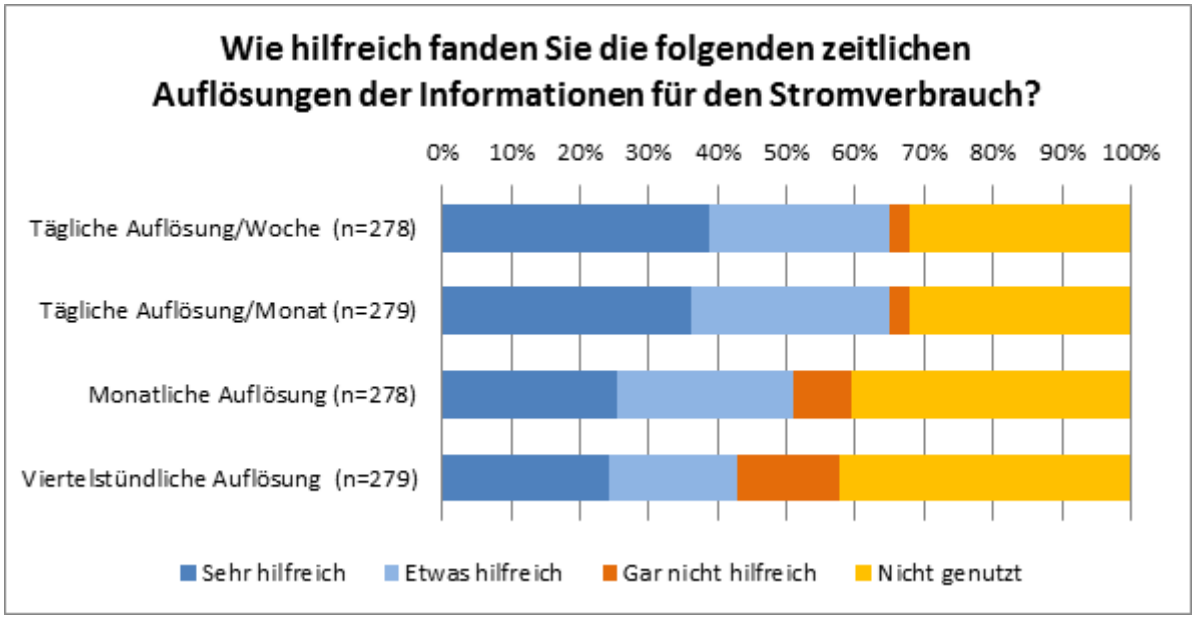


Abbildung 64: Einschätzung der zeitlichen Auflösung der Stromverbrauchsinformationen

7 Tageswerte für eine Woche beziehungsweise *bis zu 31 Tageswerte für einen Monat* sind die stärksten Favoriten. Danach folgt mit einigem Abstand die monatliche Auflösung mit bis zu 12 Monatswerten für das ganze Jahr.

Die viertelstündliche Auflösung, mit der auch Leistungspeaks oder der Verbrauch einzelner Geräte nachvollzogen werden könnte, wurde dagegen von weniger als der Hälfte der antwortenden Personen als hilfreich empfunden.

Nutzung der moma App i.V.m. Tablet PC

Wir fragten die Kundinnen und Kunden auch, ob ein Tablet PC[58] ihnen dabei geholfen hat, die automatische Steuerung zu nutzen oder manuell die Gerätenutzung in preisgünstige Zeiten zu verschieben.

Über 100 Personen gaben an, dass in ihrem Haushalt kein mobiles Endgerät zur Verfügung stand. Diese wurden aus der folgenden Auswertung ausgeschlossen.

Bei der automatischen Steuerung fanden es 13% der Haushalte, die mit einem solchen Endgerät ausgestattet waren, *sehr* und 8% zumindest *etwas hilfreich* ein Tablet PC, auf dem auch die moma App installiert werden konnte, zu nutzen. 13% fanden jedoch ein mobiles Endgerät zu der Bedienung der automatischen Steuerung *gar nicht hilfreich*.

[58] Wir fragten dabei nach Smart Phone oder Tablet PC. Die moma App war jedoch nicht auf Smart Phones lauffähig.

Während sich die Zustimmung zu *etwas* und *gar nicht hilfreich* kaum ändern, fanden immerhin 35% der Nutzer und Nutzerinnen, dass ein Tablet PC ihnen bei der manuellen Gerätesteuerung *sehr* geholfen hat. Allerdings liegt in beiden Fällen (automatischer und manueller Steuerung) die Anzahl derer, die ihr Tablet PC gar nicht in Verbindung mit dem Feldtest genutzt haben, am höchsten.

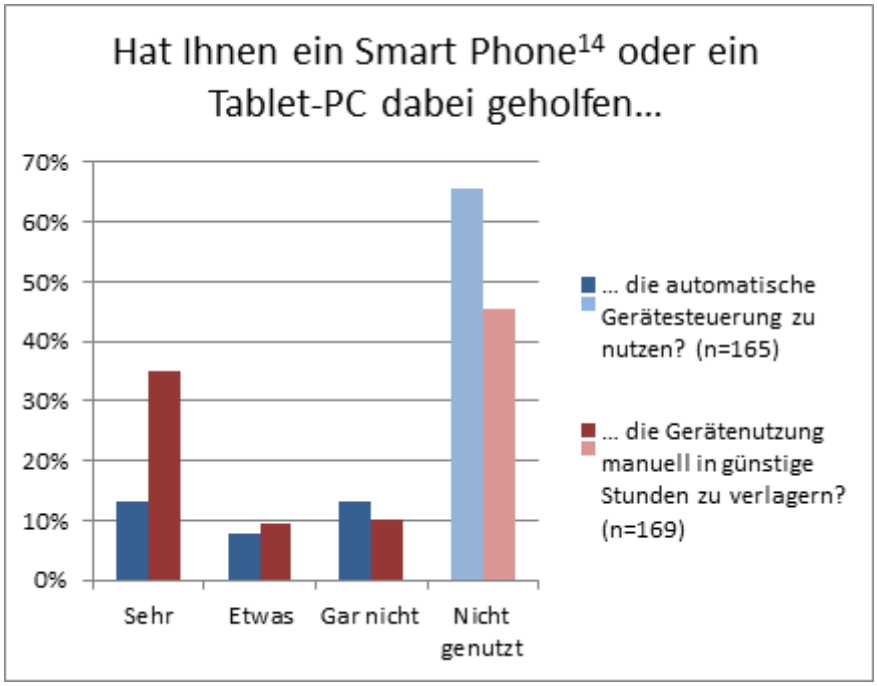


Abbildung 65: Bewertung der Steuerung in Verbindung mit einem Tablet PC

Es scheint also, dass die Kunden und Kundinnen es schätzen, zur Einsicht der Preise nicht auf einen Desktop-PC oder Notebook zurückgreifen zu müssen. Von den Personen, denen ein Tablet PC bei der manuellen Steuerung sehr geholfen hat, fanden 85% die Preisübersicht für aktuelle Stunde und kommende Stunde interessant, während das Interesse an diesen Informationen bei allen Haushalten bei unter 50% lag.

Befragung mit dem AttrakDiff™-Fragebogen

Bei MVV Energie in Mannheim wurde eine Testumgebung eingerichtet, die möglichst genau der Umgebung eines Feldtesthaushaltes entsprach. Zusätzlich wurde diese Testumgebung (moma-Testküche) mit registrierenden Messwertaufzeichnungsgeräten ausgestattet, um die Verläufe von Temperaturen oder die Ein-/Ausschaltzeiten der angeschlossenen Haushaltsgeräte aufzuzeichnen und auszuwerten.

Die Notwendigkeit eines kompletten Systemtests bestand, um das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten und Softwarevarianten vor der Freigabe an die Kunden als Gesamtsystem zu testen. Wie sich aus dem Feldtest ergeben hat, waren die einzelnen Komponententests der beteiligten Partner für eine Bewertung des Gesamtsystems nicht ausreichend.

Die moma App wurde zur Überprüfung der Usability von 2 Testpersonen getestet und anschließend mit zwei Fragebögen bewertet. Es handelte sich dabei um den AttrakDiff Fragebogen und den QUESI Intuitivitätsfragebogen. Die Testpersonen sollten unmittelbar nach der Erfüllung der Aufgabenstellungen mit der moma App (z.B. Finden des aktuellen Tariffahrplans, schalten der Testspülmaschine) diese Fragebögen ausfüllen, um die im Test erfahrenen Eindrücke direkt zu bewerten. Ergänzend zu den Fragebögen fand ein persönliches Gespräch statt, in dem die Kunden ihre ersten Eindrücke schildern sollten und Verbesserungsvorschläge geben konnten.

Im Folgenden werden die Untersuchungsergebnisse des AttrakDiff™ Fragebogens dargestellt.

Aus den Ergebnissen des AttrakDiff™ Fragebogens geht hervor, dass die Benutzeroberfläche von den Testkunden als „begehrt“ eingestuft wird. Diese Zuordnung ist für die pragmatische Qualität eindeutig, das Produkt ist sehr pragmatisch und die Nutzer werden durch das Produkt optimal in der Zielerreichung unterstützt. Für die hedonische Qualität trifft die Charakterzuordnung ebenfalls eindeutig zu, das Produkt ist sehr hedonisch, folglich kann sich der Kunde mit dem Produkt identifizieren und wird durch das Produkt stimuliert und motiviert.

Die Ausprägungen der Dimensionen pragmatische Qualität und hedonische Qualität werden in Abbildung 66 dargestellt, ebenfalls wird das Konfidenz-Rechteck dargestellt, dieses ist klein, daraus folgt, dass die Benutzer sich bei der Beurteilung des Produktes einig sind.

Abbildung 66: Einschätzung der hedonischen und pragmatischen Qualität der moma App durch Kunden

Verbesserungsvorschläge für die Marktreife

Auch in den genannten Verbesserungsvorschlägen spiegelt sich die Einschätzung der Teilnehmenden wieder, dass das richtige Endgerät (Tablet PC wie siehe oben oder Smart Phone) das moma-System verbessern würde. **Der Wunsch nach einer auch für Smart Phones kompatiblen App war einer der meist genannten Verbesserungsvorschläge und wurde weit öfter gefordert als eine Stromvisualisierung auf einem in den Energiebutler integrierten Display.** Weiterhin wurden Fehleranfälligkeiten und lange Ladezeiten (besonders bei der App) beanstandet, die wohl auch dazu beitrugen, dass die Software immer seltener genutzt wurde.

Zahlungsbereitschaft für Stromvisualisierung

Letztendlich wären 31% der Versuchsgruppe bereit, für die *Stromvisualisierung* einen monatlichen Beitrag zu zahlen, 10% mehr als in der Kontrollgruppe. Ein monatlicher Preis zwischen 0 und 2€ scheint hier akzeptabel. Nur wenige Kunden und Kundinnen würden mehr zahlen und niemand wäre bereit mehr als 5€ zu zahlen.

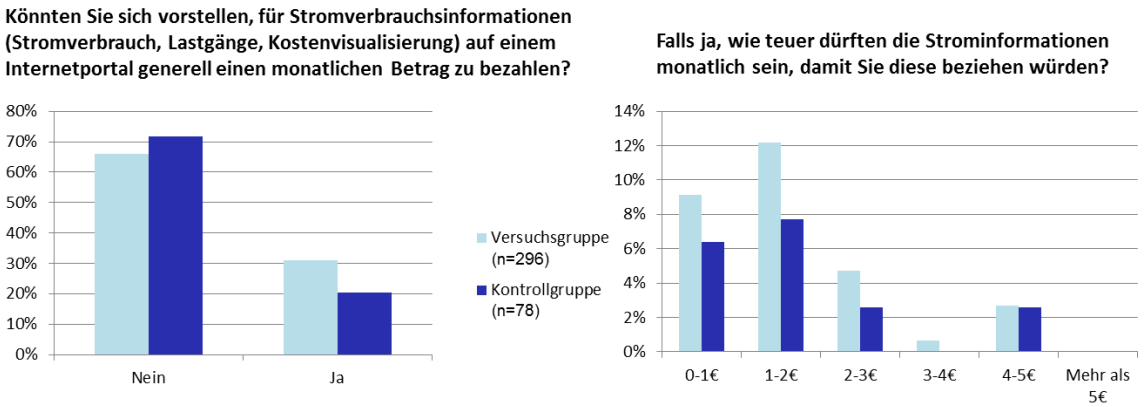


Abbildung 67: Zahlungsbereitschaft für die Stromvisualisierung

Im Feldtest 2 waren hingegen nur 18% der in der Versuchsgruppe Teilnehmenden[59] bereit für Stromverbrauchsinformationen zu zahlen. Auch damals hätten die meisten einen Preis zwischen 0 und 2€ als angemessen gefunden.

In der Auftaktbefragung vor dem Feldtest waren 13% (sowohl in der Kontrollgruppe als auch in der Versuchsgruppe) bereit, für die Visualisierung von Stromverbrauchsinformationen zu zahlen. Die meisten von ihnen wiederum zwischen 0 und 2€.

Wenn man die gegebenen Antworten vor und nach dem Feldtest vergleicht, stellt man fest, dass 18% der Versuchshaushalte, die beide Befragungen beantworteten, während des Feldtests ihre Meinung zur Zahlungsbereitschaft änderten und in der zweiten Befragung bereit waren Geld für die Stromvisualisierung zu zahlen, wo sie in der ersten Befragung nicht dazu bereit waren. Zum Teil würden sie jetzt sogar bis zu 5€ im Monat dafür ausgeben. Nur 2% würden jetzt gar nichts mehr zahlen. Unter denjenigen der Kontrollgruppe, die auf beide Befragungen antworteten, änderten knapp 12% ihre Meinung (circa 8% würden jetzt zahlen, 3% nichts).

Es gab also in beiden Gruppen einen Trend zur positiveren Einschätzung im Oktober, der jedoch in der Versuchsgruppe stärker ausfiel als in der Kontrollgruppe. Ein Hinweis darauf, dass die IT-Portale trotz zurückgehender Nutzung doch grundsätzlich positiv aufgenommen wurden.

Im vom BMBF geförderten *intelliekon-Projekt*[60] wird von einer Zahlungsbereitschaft für ein Feedbacksystem für Stromverbrauchsinformationen bei etwa zwei Drittel der Teilnehmenden berichtet[61]. 50% aller von intellikon Befragten waren bereit bis zu 2€ im Monat für ein Internetportal zu bezahlen. Der hohe Unterschied zur Zahlungsbereitschaft im moma-Feldtest 3 ist zunächst nicht offensichtlich erklärbar. Viele KundInenn scheinen im Stromverbrauchsfeedback einen Service zu sehen, der zwar nützlich ist, jedoch vom Versorger kostenlos angeboten werden sollte (siehe hierzu später *Abbildung 72: Gründe kein Geld für automatische Steuerung und Stromverbrauchsvisualisierung auszugeben* im Abschnitt *Zahlungsbereitschaft Gesamtsystem*).

Nutzung und Bewertung der automatischen Steuerung

Häufigkeit der Nutzung und die Gründe dafür

Obwohl mehr als die Hälfte der Testhaushalte angab, einer der Beweggründe beim Feldtest mitzumachen, sei ihr Interesse an einer automatischen Steuerung gewesen, **gaben nur 17% (50 Haushalte) an, die automatische Steuerung regelmäßig (täglich oder wöchentlich) genutzt zu haben.** Weitere 8% haben sie einmal oder wenige Male im Monat genutzt (monatliche Nutzung).

Als Grund gaben 70% dieser Haushalte an, die automatische Steuerung genutzt zu haben, um Geräte zu nutzen, die sie nicht selbst steuern konnten und 89% gaben an, die automatische Steuerung zu nutzen, um die variablen Preise optimal auszunutzen.

---

[59] Während des 2. Praxistest gab es nur eine Versuchsgruppe, keine Kontrollgruppe

[60] http://www.intelliekon.de/ (zuletzt aufgerufen am 22.03.2013)

[61] Intelliekon, Nachhaltiger Energiekonsum von Haushalten durch intelligente Zähler-, Kommunikations- und Tarifsysteme – Ergebnisbericht November 2011, 2011, zu finden unter: http://www.intelliekon.de/ergebnisse/downloads/307_Ergebnisbericht_RZ_klein_sortiert.pdf (zuletzt aufgerufen am 1.3.2013)

Im Gegensatz dazu haben 156 Haushalte nie die automatische Steuerung genutzt. Sie steuerten auch an den Energiebutler angeschlossene Geräte immer per Hand oder konnten nicht mit der moma App umgehen und demnach die automatische Gerätesteuerung nicht einstellen. Oder sie hatten den Energiebutler immer ausgesteckt. Dies sind 53% der Versuchshaushalte. **Für den letzten Monat der Testphase (Oktober 2012) gaben sogar zwei Drittel an, sie hätten die automatische Steuerung in diesem Monat nicht genutzt.**

Etwa ein Drittel der Haushalte, die nie die automatische Steuerung nutzten, gaben uns in der letzten, frei gestellten Frage „Möchten Sie uns noch etwas mitteilen?“ eine Antwort. Von diesen 66 Haushalten gaben 29% an, sie hätten die automatische Steuerung nicht genutzt, da sie nicht funktioniert habe. 17% fanden sie zu unkomfortabel. 5 Personen gaben an, sie hätten sich eine ausführliche persönliche Einführung in das System gewünscht.

Automatisch gesteuerte Geräte

An den Energiebutler konnten zwei der folgenden vier Gerätearten angeschlossen werden: Waschmaschine, Wäschetrockner, Waschtrockner (eine Kombination aus ersteren) und/oder Geschirrspülmaschine. In Tabelle 4 sind die Antworten auf die Frage aufgeführt, ob die Kunden die Steuerung dem Energiebutler überließen oder selbst übernahmen.

	Geschirr-spülmaschine	Waschmaschine	Wäschetrockner	Waschtrockner[62]
Immer automatisch	13	14	9	6
Eher automatisch	28	36	9	7
Eher per Hand	54	60	43	19
Immer per Hand	117	136	99	70
Angeschlossene Geräte	212	246	160	102

Tabelle 4: Antworten auf die Frage: Lassen Sie eher den Energiebutler die an ihn angeschlossenen Geräte automatisch starten oder starten Sie sie selbst per Hand?

An den Energiebutler wurden in der Regel 2 Geräte pro Haushalt angeschlossen. In den 296 Haushalten die antworteten, waren also knapp 600 Geräte automatisch steuerbar. Die laut Antworten angeschlossenen Geräte addieren sich jedoch auf 720 (über ein Fünftel mehr). Es ist möglich, dass mehrere Personen die Frage falsch aufgefasst haben und für nicht an den Energiebutler angeschlossene Geräte antworteten, dass diese per Hand gesteuert würden. Andererseits haben mehrere Kunden angegeben, nicht den Energiebutler zur automatischen Steuerung zu nutzen sondern (zum Teil geräteinterne) Zeitschaltuhren. Einige könnten also auch für dritte, nicht an den Energiebutler angeschlossene, aber dennoch aus ihrer Sicht automatisch

[62] In der Auftaktbefragung gaben nur 25 Haushalte an, dass sie überhaupt einen Waschtrockner besitzen. Die hohe Anzahl an Antworten (102) lässt darauf schließen, dass dieses Ergebnis zu den Waschtrocknern mit Vorsicht zu genießen ist.

gesteuerte Geräte geantwortet haben. Die Daten stellen also möglicherweise auch Geräte dar, die nicht an den Butler angeschlossen waren und geben damit eher generell einen Einblick darauf, wie sich die Geräte auf die verschiedenen Steuerungsformen verteilen: von Hand oder automatisch (mit oder ohne Butler).

In allen vier Fällen steuern mehr als die Hälfte der Haushalte die Geräte ausschließlich per Hand, obwohl sie (nach ihren Angaben) an den Energiebutler angeschlossen sind und nur circa 5-15% lassen immer den Energiebutler steuern (*immer automatisch*). Etwa ein Viertel steuert Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine eher per Hand, lässt also nur manchmal den Energiebutler den Startzeitpunkt bestimmen.

Zahlungsbereitschaft für die automatische Steuerung

Die Komplexität der Steuerung erklärt möglicherweise, warum in der Kontrollgruppe, für die die automatische Steuerung nur ein theoretisches Konstrukt war, 42% grundsätzlich bereit wären, für eine automatische Steuerung zu zahlen, während in der Versuchsgruppe nur 22% dazu bereit wären. Von denjenigen, die die Steuerung regelmäßig genutzt haben, wären immerhin 37% bereit etwas zu bezahlen[63]. Das sind aber immer noch 5% weniger als in der Kontrollgruppe.

Die Kontrollgruppe war auch bereit, höhere monatliche Beiträge für eine automatische Steuerung zu zahlen als die Versuchsgruppe. Dabei muss in Betracht gezogen werden, dass diese keine konkrete Vorstellung davon hatte, wie eine solche Steuerung aussehen könnte. Die Versuchsgruppe scheint dagegen spezifisch das moma-System abgelehnt zu haben. So scheint der Versuchsgruppe wie bereits für die Stromverbrauchsvisualisierung ein Preis zwischen 0 und 2€ angemessen. In der Kontrollgruppe wären die meisten bereit 3€ bis 4€ pro Monat zu zahlen.

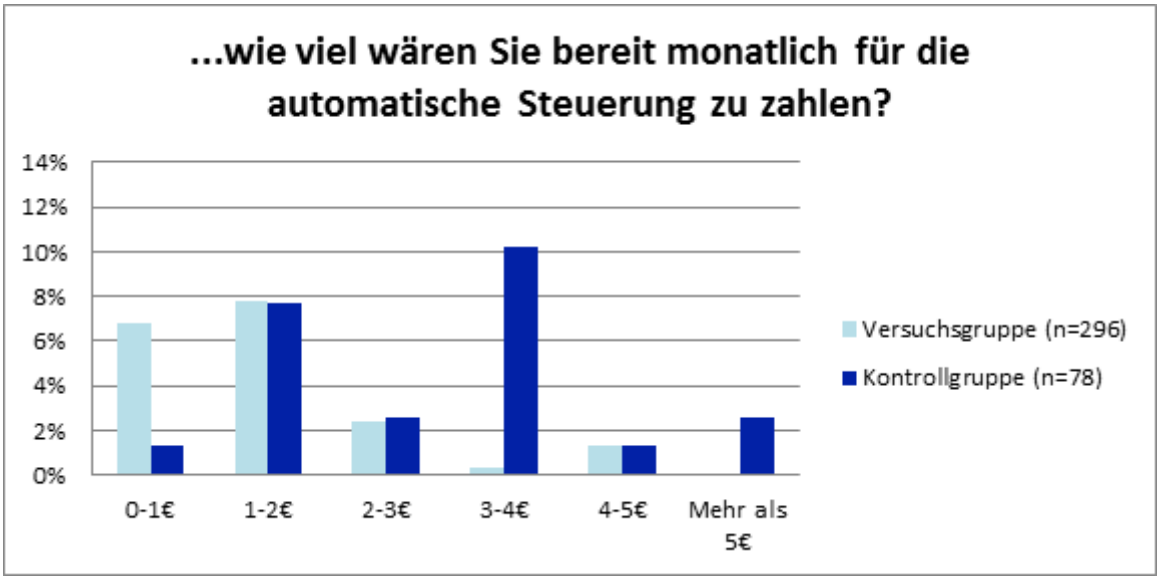


Abbildung 68: Zahlungsbereitschaft für die automatische Steuerung

Selbst unter den Versuchshaushalten, die angaben, es seien bei ihnen nie Fehler an der automatischen Steuerung aufgetreten, wären nur 18% bereit für die automatische Steuerung zu zahlen. Eine hohe Fehleranfälligkeit ist also nicht allein der Grund für die fehlende Zahlungsbereitschaft. **Dazu passt, dass**

[63] Die meisten von ihnen einen Betrag zwischen 0 und 2€

Kunden und Kundinnen auf dem Workshop und in den frei-Text-Feldern angaben, die automatische Steuerung über die Schaltboxen sei zu schwierig. In einigen Fällen trägt dazu auch die Installation bei, bei der Schaltboxen so gesetzt wurden, dass sie schwer erreichbar waren. Aber selbst wenn die Schaltboxen erreichbar waren, war der Einschaltvorgang - Programm wählen und Einschalten, kurz warten, über die Stromboxen durch zwei Mal drücken stromlos schalten - für viele Personen zu kompliziert.[64] In den frei-Text-Feldern wurde demnach mehrfach angegeben, die Schaltung sei über (z.T. im Gerät integrierte) Zeitschaltuhren, statt über das moma-System erfolgt. Eine solche Integration der Steuerung in die Geräte wurde auch oft als Verbesserung vorgeschlagen, um das System marktreif zu machen. Ein weiteres Manko erschien 36% der Versuchsgruppe die beschränkte Anzahl der an den Energiebutler anschließbaren Geräte. Es stellt sich daher die Frage, ob die Versuchsgruppe nicht doch stärker bereit wäre, für eine automatische Steuerung zu zahlen, aber nicht als gesondertes System, sondern integriert in die zu steuernden Geräte.

Manuelle Geräteverschiebung aufgrund des Tarifs

Die automatische Steuerung wurde ja nur von einer Minderheit der Haushalte (17%) regelmäßig genutzt (s. Abschnitte weiter oben). Aber auch die Haushalte, welche die automatische Steuerung nicht nutzten, richteten sich zum Teil trotz des komplexen Tarifs nach dem Preissignal: **57% der Versuchshaushalte gaben an, die Gerätenutzung manuell in preisgünstige Zeiten zu verlagern und konnten mindestens ein Gerät nennen, dass sie abhängig vom Tarif nutzten.** Im Schnitt wurde die manuelle Gerätesteuerung mit 3,2 Geräten genutzt. Es gab aber auch Haushalte, die 10 oder mehr Geräte in preisgünstigen Zeiten nutzten. Dieses selbstberichtete Verhalten zur Geräteverschiebung spiegelt sich in den festgestellten Preiselastizitäten wider (vgl. Kapitel 5.5.1)

Abbildung 69 zeigt den Anteil der in den Testhaushalten vorhandenen Geräte der maximal[65] in Abhängigkeit vom Tarif genutzt wurde. Besonders häufig wurden gerade die Geräte manuell verschoben, für die der Energiebutler primär gedacht war (also Waschmaschinen, Wäschetrockner, Wasch-Trocken-Kombis und Geschirrspülmaschinen). Bis zu 25% der Testhaushalte verschoben auch die Nutzung ihres elektrischen Backofens, bis zu etwa 30% die Nutzung ihrer Raumklimaanlagen. Aber selbst Unterhaltungselektronik wie Fernsehen oder Radio wurden nach eigenen Angaben von immerhin noch 20 Testhaushalten verschoben.

[64] Ähnliche Ergebnisse hinsichtlich Komfort und Komplexität der automatischen Steuerung gab es auch schon in Praxistest 2

[65] In Abbildung 69 wird die Anzahl der Geräte, die laut Abschlussbefragung verschoben wurde, ins Verhältnis gesetzt mit der Mindestanzahl an Geräten im Testhaushalt. Die Mindestanzahl ergibt sich aus den Ergebnissen der Auftaktbefragung, in der die Geräteausstattung des Haushalts abgefragt wurde. Für Bügeleisen und Staubsauger wurde hingegen angenommen, dass sie in jedem Haushalt vorhanden seien.

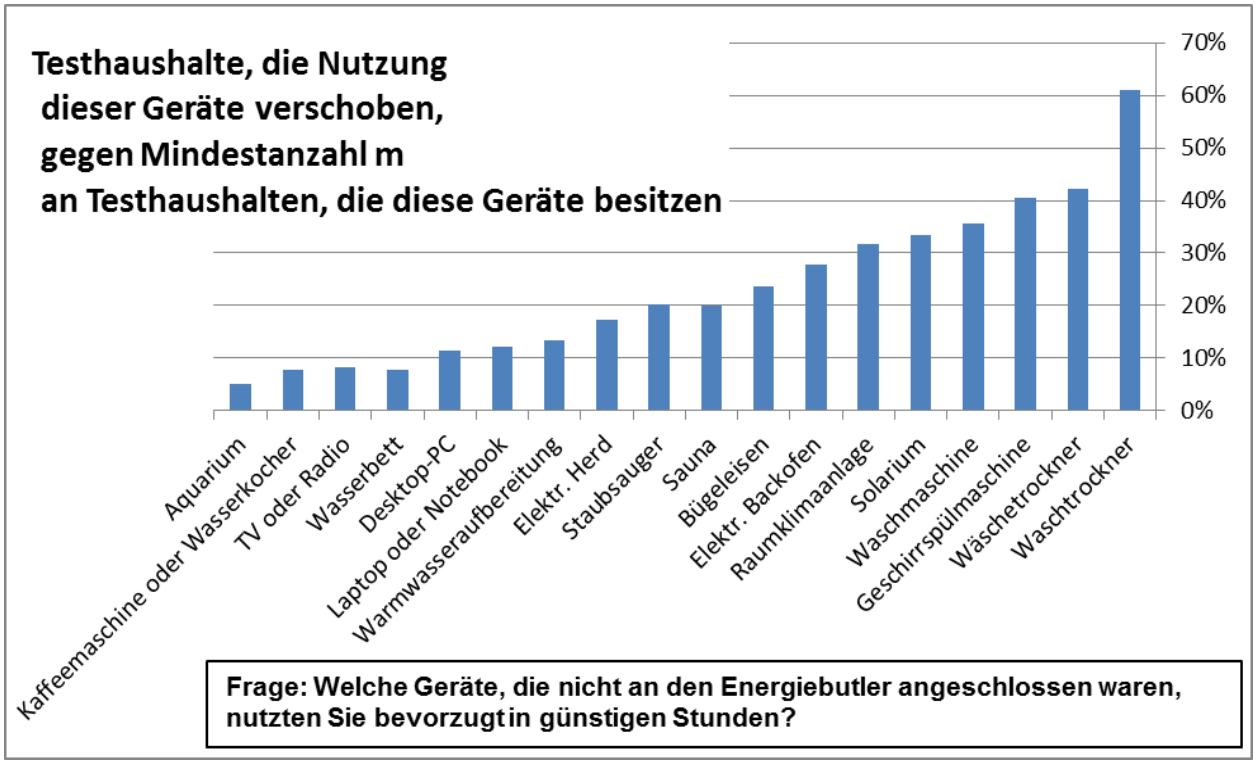


Abbildung 69: Manuell in preisgünstige Zeiten verschobene Geräte

Es wurde abgefragt welche Veränderungen des Stromverbrauchsverhaltens seit Beginn des Feldtests in den Haushalten auftraten. 84% der 180 Leute, die auf diese Frage antworteten, gaben an, Gerätenutzung in Nicht-Hochpreiszeiten verschoben zu haben. 23% gaben an Geräte in Hochpreisphasen abgeschaltet zu haben. Personen, die Geräte einfach abgeschaltet haben, haben in der Regel auch Last von Hochpreisphasen wegverschoben[66]. Dies unterstützt die These, dass Lastverschiebung (in den engagierten) Haushalten stattgefunden hat und bedeutet für die Auswertung der Preiselastizitäten (vgl. Kapitel 5.5.1), dass diese hauptsächlich, aber eindeutig nicht ausschließlich auf Lastverschiebungen basierten.

Gründe dafür Gerätenutzung nicht manuell zu verschieben

Wir fragten alle Haushalte, warum sie Geräte nicht immer in preisgünstige Zeiten verschieben konnten. Die Gründe sind vielfältig: **Von den von uns abgefragten Gründen stimmten die Testhaushalte vor allem einem großen Komfortverlust zu (58%). Die Hälfte aller Befragten gab an, dass sie Gerätenutzung nicht manuell verschieben konnte, da niemand anwesend war.** Dies ist ein Hinweis darauf, dass eine einfacher funktionierende und regelmäßig genutzte automatische Steuerung das Lastverschiebungspotenzial tatsächlich weiter hätte beeinflussen können.

Gründe mit weniger als 25% Zustimmung waren zu häufig wechselnde Preise und ein zu geringer finanzieller Anreiz, um die Gerätenutzung immer zu verlagern. 23% der Befragten gaben einen sonstigen Grund an. Im frei-Text-Feld dazu bezogen sich die Teilnehmenden auf den zu hohen Komfortverlust und sagten mehrfach, die Verschiebung sei schlicht "nicht möglich" oder laufe der Tagesplanung/Lebensgestaltung/eigenen Freiheit zuwider. Auch um Anwesenheitszeiten ging es häufig

[66] Nur 5 Personen gaben ausschließlich an Geräte ausgeschaltet zu haben

(*Berufstätigkeit*) sowie um Tageszeiten (*Essen kochen nachts?*). Kritisiert wurde zudem gelegentlich der als unfair oder nicht praktikabel empfundene Preisverlauf (*völlig unklar warum Sonntagabend teuer; Kann/will nicht stundenlang auf grün warten*).

Finanzielle Aspekte

Best-Price-Abrechnung

Die Versuchshaushalte wurden nach ihrem bisherigen Tarif abgerechnet. Es wurde auf Basis ihrer Verbrauchsdaten parallel berechnet, welche Stromkosten sie mit dem variablen Tarif gehabt hätten. Lagen diese virtuellen Stromkosten unter dem was sie mit ihrem herkömmlichen Tarif zahlten, wurde ihnen dies als monatlicher moma-Bonus auf einer Seite des Metering Portals angezeigt. Mehrkosten, die in einem Monat durch den variablen Tarif entstanden, wurden als 0€ Bonus gewertet, denn diese mussten die Haushalte nicht zahlen. Nach dem Feldtest wurde den Kundinnen und Kunden die Summe ihrer monatlichen Boni gesammelt ausgezahlt.

Laut einer anonymisierten Übersicht über die Boni von soluvia IT sparten Kunden zwischen 0,52€ und 44,71€ pro Monat.[67] Wie hoch die Einsparung ausfällt ist dabei maßgeblich abhängig von dem Tarif, den die Haushalte vor dem Feldtest bezogen.

Für die Hälfte der Teilnehmerinnen und Teilnehmer spielte es eine sehr wichtige Rolle, dass der Strom mit dem variablen Tarif für sie nicht teurer werden konnte.[68] Nur für circa 20% spielte dies eine untergeordnete Rolle.

Günstiger oder beliebiger Zeitpunkt für die Gerätenutzung

In der Auftaktbefragung wurde in zwei separaten Fragen abgefragt, wie Kontroll- und Versuchsgruppe die folgenden Statements auf einer Skala von 1 (trifft nicht zu) bis 6 (trifft voll zu) bewerteten:

1. Ich möchte Elektrogeräte in Zeiten günstiger Strompreise verwenden
2. Ich möchte die Möglichkeit haben, Elektrogeräte zu beliebigen Zeitpunkten zu nutzen

Dabei ergab sich, dass beide Gruppen durchschnittlich ein hohes Bedürfnis hatten, Elektrogeräte zu beliebigen Zeitpunkten zu nutzen. Die Versuchsgruppe stimmte dem zweiten Statement, Geräte in preisgünstigen Zeiten verwenden zu wollen, noch stärker zu. Für die Kontrollgruppe war es etwas weniger wichtig, preisgünstige Zeiten auszunutzen, sie stimmten der Aussage aber grundsätzlich zu.

In der Abschlussbefragung mussten die Befragten nun in einer Frage bewerten, was ihnen wichtiger sei: Geräte in günstigen oder in beliebigen Zeitpunkten zu nutzen. Es gab wieder eine Skala von 1 (beliebiger Zeitpunkt) bis 6 (günstiger Zeitpunkt).

Mit einem Mittelwert von 4 neigen sowohl Versuchs- als auch Kontrollgruppe eher zum günstigen Zeitpunkt. Er scheint jedoch nur wenig wichtiger zu sein als ein beliebiger Zeitpunkt.

---

[67] Ein Haushalt hatte eine durchschnittliche Einsparung von 116€ im Monat. Dieser soll als *absoluter* Sonderfall nicht betrachtet werden.

[68] Sie wurden im ungünstigsten Falle mit ihrem normalen Tarif abgerechnet und konnten sich moma-Boni durch preisgünstiges Verhalten erarbeiten. (vgl. auch Kap. 3.3 Feldtest 3-Tarif).

Selbstberichtete und reale Einsparungen

Die Feldtestteilnehmer wurden am Ende des Feldtests befragt, ob sie durch die Nutzung des moma-Tarifs Geld gespart haben. Diese Frage wurde ihnen im Fragebogen gestellt, als sie noch nicht die Endabrechnung zum Feldtest erhalten hatten. Die Kunden hatten jedoch die Möglichkeit ihre monatlichen Veränderungen gegenüber ihrem Standardtarif während des Feldtests im Metering Portal einsehen zu können. **47% der Testhaushalte gaben an, mit dem moma-Tarif Geld gespart zu haben, 16% gaben an kein Geld gespart zu haben. Weitere 36% waren sich nicht sicher oder machten keine Angabe. Ausgezahlt wurde der moma-Bonus allerdings an 99% der Haushalte[69].** Nur 5 Haushalte sparten über den gesamten Feldtestzeitraum kein Geld ein.

In Abbildung 70 sind selbst berichtete, monatliche Einsparungen (grün) den von der Abrechnungsfirma ermittelten realen Einsparungen (rot-blau) gegenübergestellt. Die realen Einsparungen sind dabei ein Durchschnittswert über die Zeit, die der betreffende Haushalt am Feldtest teilgenommen hat. Wenn zum Beispiel Probleme mit der Datenübertragung vorlagen und die Verbrauchseinsparung nicht gemessen werden konnte, wurde eine monatliche Einsparung von 8€ ausgezahlt (= Pauschalbonus).[70] Durchschnittliche Realwerte, in die mindestens *ein* Pauschalbonus einging, sind rot dargestellt; Durchschnittswerte, in die immer real gemessene Verbrauchswerte eingingen, sind blau dargestellt. Um die Werte besser vergleichen zu können wurden die Ergebnisse prozentual umgerechnet. Für die selbstberichtete Einsparung wurde 296, die Anzahl der teilnehmenden Versuchshaushalte, die den Fragebogen zurückschickten, als 100% angenommen. Für die realen Einsparungen wurde 498, alle Testhaushalte, für die ein moma-Bonus berechnet wurde, als 100% angesetzt. Aufgrund der anonymisierten Form ist es leider nicht möglich, nur die realen Einsparungen der Haushalte auszuwerten, von denen auch die Selbsteinschätzung bekannt ist. Da hier also zwei unterschiedliche Gruppen miteinander verglichen werden, ist die Auswertung nur eine Orientierungshilfe.

Die meisten Haushalte (39%) konnten oder wollten keine Aussage dazu treffen, wie viel Geld sie eingespart haben, gefolgt von den 16%, die überzeugt sind, kein Geld mit dem moma-Tarif gespart zu haben. Dies führt dazu, dass in jeder Kategorie die selbst berichteten Einsparungen je circa 10-15 Prozentpunkte hinter den real angerechneten Einsparungen zurückliegen. Fast 20% der Haushalte sparten mit dem moma-Tarif 0-2€ im Monat, doch keine 5% zählen sich in diese Kategorie. Dieser besonders starke Unterschied lässt vermuten, dass gerade kleine Einsparungen weniger wahrgenommen werden.

Nur 20%, die glaubten kein Geld gespart zu haben, führten dies auf einen Mehrverbrauch durch die moma-Infrastruktur zurück. Die meisten (je 45%) glaubten nichts sparen zu können, da sie die automatische Steuerung nicht genutzt hatten und Geräte in der Nutzung für sie zeitlich nicht verschiebbar waren. 40% glaubten, die ungünstigen Tarifzeiten seien der Grund für die fehlende Einsparung. Auch Leute die sich sicher waren, Geld gespart zu haben, sahen ihr Einsparpotenzial durch diese drei Gründe eingeschränkt.

[69] Auswertung der real ausgezahlten moma-Boni nach einer anonymisierten Übersicht der Abrechnungsfirma (soluvia-IT)

[70] Dies betrifft 98 Haushalte

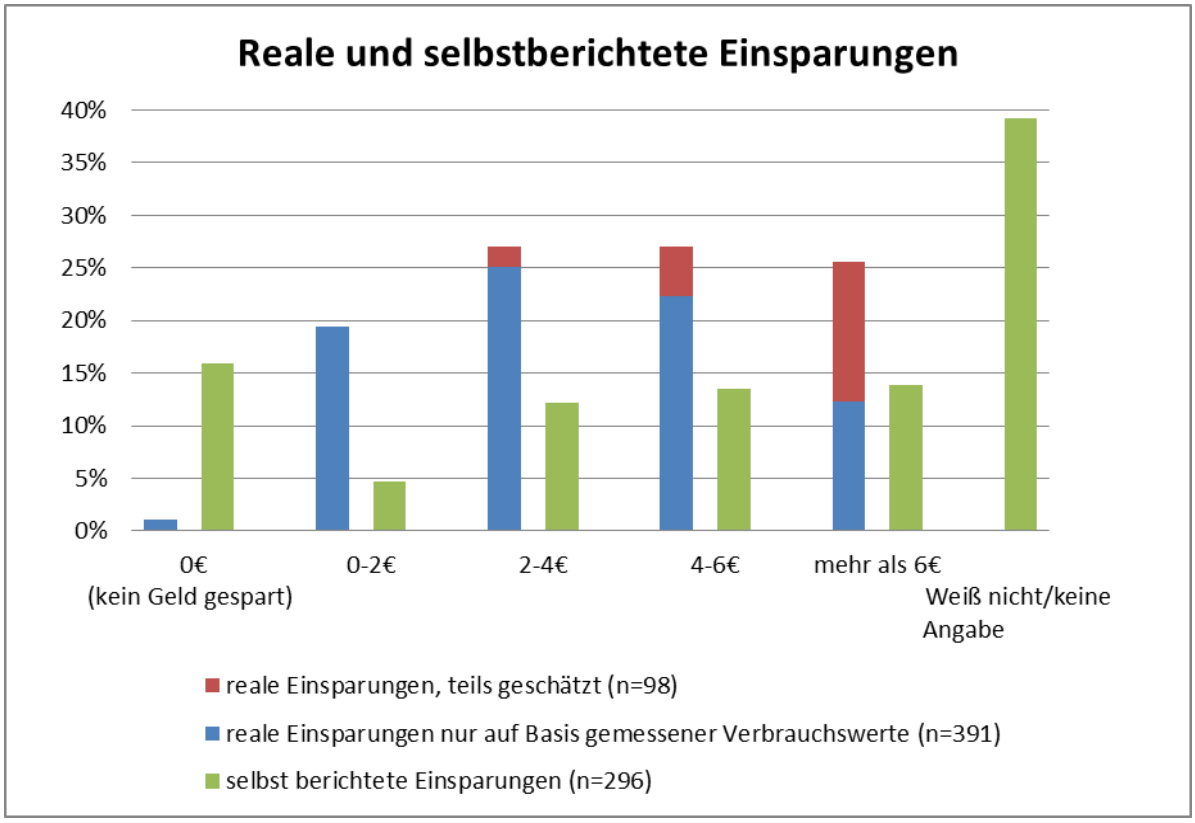


Abbildung 70: Reale und selbst berichtete finanzielle Einsparungen

7 von 28 Kunden, die eine freie Antwort gaben, sagten sie konnten nichts (oder weniger als maximal möglich) sparen, da nur zwei Geräte automatisch gesteuert werden konnten. Weitere 7 sahen ihr Einsparpotenzial minimiert durch eine nicht funktionierende Steuerung.

Zahlungsbereitschaft für das Gesamtsystem

Die Zahlungsbereitschaft für das moma-Gesamtsystem bestehend aus einer automatischer Steuerung und Stromvisualisierung ist in Kontroll- und Versuchsgruppe mit etwa 30% nahezu gleich groß. In beiden Gruppen wären die meisten bereit 1-2€ dafür im Monat zu zahlen. In der Versuchsgruppe folgt an zweiter Stelle ein monatlicher Beitrag bis zu 1€. In der Kontrollgruppe wären hingegen mit 10% mehr als doppelt so viele wie in der Versuchsgruppe (4%) bereit, 3€ oder mehr im Monat für eine Kombination aus automatischer Steuerung und visueller Aufbereitung von Daten auszugeben. Dies hängt vermutlich mit der bereits weiter oben diskutierten geringen Zahlungsbereitschaft für eine automatische Steuerung in der Versuchsgruppe zusammen.

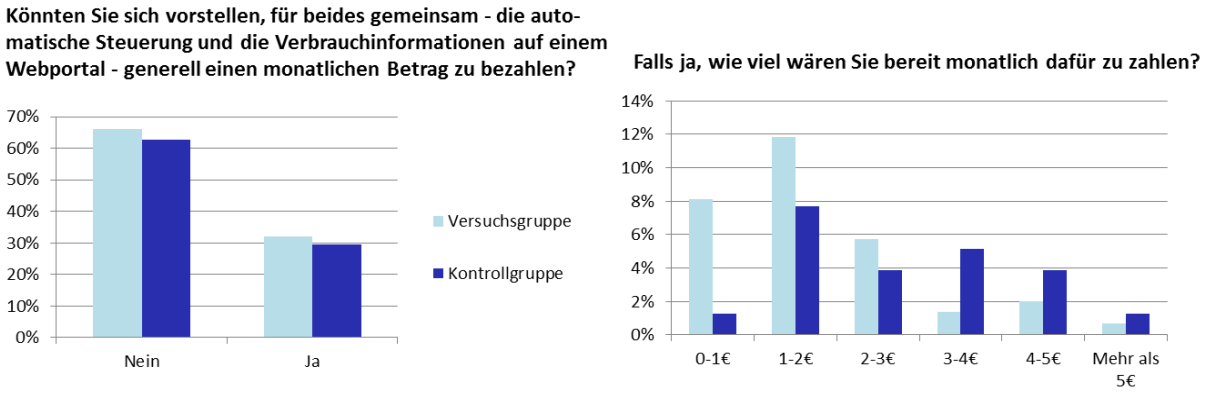


Abbildung 71: Zahlungsbereitschaft für automatische Steuerung und Stromverbrauchsvisualisierung

In der folgenden Tabelle werden ungefähre Durchschnittspreise angegeben, die Kontrollgruppe und Versuchsgruppe für das Gesamtsystem und seine einzelnen Komponenten bereit wäre zu zahlen. Da Geldspannen und nicht exakte Werte abgefragt und die Kategorie *Mehr als 5€* sowohl 5,01€ wie auch zum Beispiel auch 10€ enthalten kann[71], dienen diese Durchschnittspreise nur der Größeneinordnung.

	Versuchsgruppe	Kontrollgruppe
Stromvisualisierung	1,74€	2,07€
Automatische Steuerung	1,62€	2,73€
Gesamtsystem	1,77€	2,83€

Tabelle 5: Ungefähre monatliche Durchschnittspreise, die Versuchs- und Kontrollgruppe für Einzelkomponenten und Gesamtsystem bereit wären zu zahlen

Aus der Abschätzung, wie viel Versuchsgruppe und Kontrollgruppe durchschnittlich bereit wären, ist ersichtlich, dass die Kontrollgruppe immer mehr zu zahlen bereit ist als die Versuchsgruppe. Während die Versuchsgruppe für die Stromvisualisierung etwas mehr (ca. 7%) als für die automatische Steuerung bereit wäre auszugeben, ist es bei der Kontrollgruppe genau umgekehrt. Im Durchschnitt wäre sie bereit deutlich (ca. 30%) mehr für die automatische Steuerung zu zahlen. Für das Gesamtsystem wären beide Gruppen bereit durchschnittlich am meisten zu zahlen, auch wenn der Unterschied zur jeweils beliebteren Einzelkomponente sehr gering ausfällt.

Obwohl 47% der Versuchshaushalte sich bewusst sind, dass sie mit dem moma-Tarif Geld gespart haben, würden wie beschrieben nur 30% etwas dafür zahlen. Je höher die *berichtete* Einsparung ist, desto höher ist auch die Zahlungsbereitschaft. So sind nur 10% der Leute bereit zu zahlen, die glauben kein Geld gespart zu haben, gegenüber fast 50% der Leute, die glauben 6€ oder mehr gespart zu haben.

Die Leute wurden auch gefragt, welche Gründe dafür beziehungsweise dagegen sprechen, einen monatlichen Beitrag zu zahlen. Dass mehr als die Hälfte[72] der Personen die Frage nach Gründen für einen

[71] In der Tabelle wurde 5,50€ als Berechnungsgrundlage genommen.

[72] 56% in der Versuchsgruppe, 64% in der Kontrollgruppe

monatlichen Beitrag frei ließen, während in der Versuchsgruppe 85% und in der Kontrollgruppe 78% mindestens einen Grund dagegen nannten, ist ein weiteres Indiz für die geringe Zahlungsbereitschaft in beiden Gruppen. **Der stärkste Grund für einen monatlichen Beitrag ist in beiden Gruppen eine mögliche Kosteneinsparung** (25% aller kreuzten in der Versuchsgruppe diesen Grund an, 29% in der Kontrollgruppe). **Dicht gefolgt von einer möglichen Verbrauchssenkung[73] und einer besseren Verbrauchstransparenz.** Circa 15% nennen als Grund für ihre Zahlungsbereitschaft, dass mit dem System die Einbindung erneuerbarer Energien ins Stromnetz erleichtert wird. Nur wenige sehen in Stromverbrauchsinformationen und automatischer Steuerung jedoch eine zusätzliche Dienstleistung.

Über 60% der Befragten geben sogar an, dass ein Grund, keinen monatlichen Extra-Betrag zu zahlen, für sie sei, dass dies zum Service des Stromanbieters gehören sollte. An zweiter Stelle steht mit 47% Zustimmung in der Versuchsgruppe und 37% Zustimmung in der Kontrollgruppe, dass die Stromkosten auch so schon hoch genug seien. Es folgen eine vermutete zu geringe Einsparung und dass der Vorteil eher beim Anbieter liege. Kaum eine(r) glaubt, dass die Visualisierung von Stromkosten nichts bringen würde, aber einige, dass die automatische Gerätesteuerung nicht weiterführt. Wie schon bei der Zahlungsbereitschaft, steht die Kontrollgruppe der automatischen Steuerung auch hier offener gegenüber (siehe auch Abschnitte weiter oben).

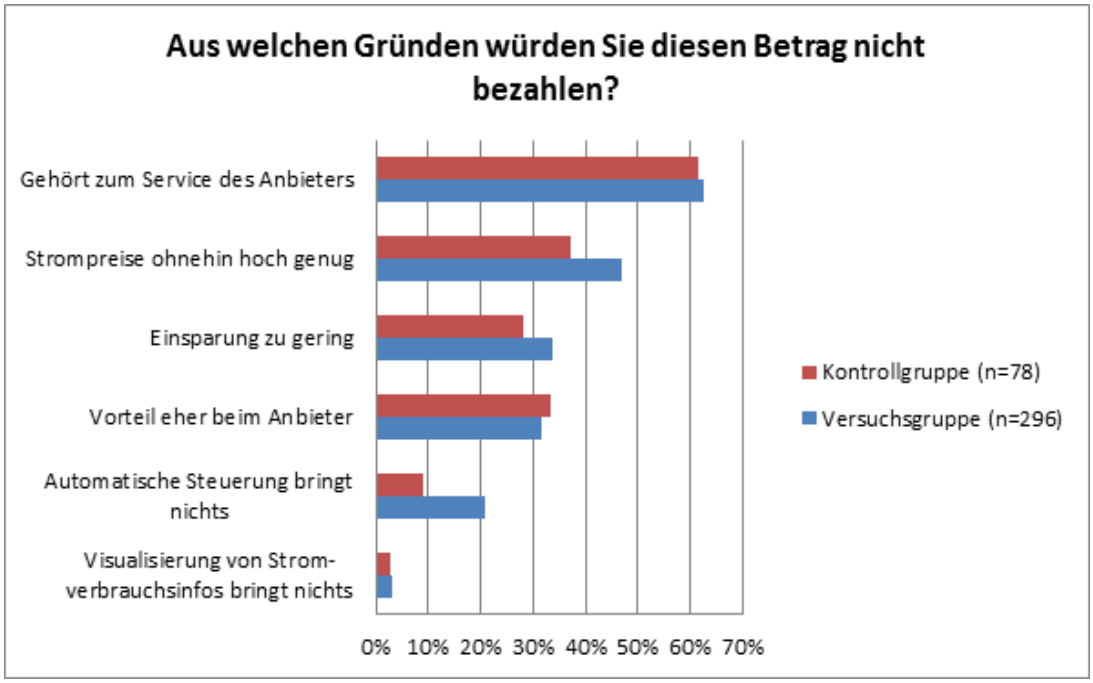


Abbildung 72: Gründe kein Geld für automatische Steuerung und Stromverbrauchsvisualisierung auszugeben

[73] Verbrauchssenkungen wurden mit dem moma-System weder fokusiert noch beworben. Es ist jedoch eine weitverbreitete und auch wissenschaftlich gestützte (vgl. z.B. Darby, *The Effectiveness of Feedback on Energy Consumption,* 2006) Annahme, dass (gut präsentierte) Stromverbrauchsrückmeldungen dazu führen können, dass Haushalte bewusster mit Energie umgehen und damit ihren Verbrauch senken können

5.4 Reaktionen auf den Tarif auf Geräteebene[74]

Im dritten Feldtest wurden über die Schaltboxen die Stromverbrauchsdaten der gesteuerten Geräte gemessen. Die Daten wurden über die Kommunikationsstrecke Schaltbox – Energiebutler – VNZ-Server – SZ-Rechner an den Evaluationsserver übermittelt, wo sie auf Plausibilität geprüft und in einer Datenbank gespeichert wurden. Weiterhin wurden zur Konsistenzprüfung vom Energiebutler die täglichen Strompreisprofile an den Evaluationsserver übermittelt. Insgesamt wurden im betrachteten Zeitraum vom 1. August 2012 bis zum 27. Oktober 2012 Daten von 189 Geschirrspülern, 264 Waschmaschinen und 146 Wäschetrocknern gesammelt. Da bis Ende des Feldtests keine Freigabe für SOC-Geräte (Kühlschrank, Gefriertruhe, Kühl-Gefrierkombination) erfolgte, sind in dieser Geräteklasse nur unvollständige Daten weniger Geräte vorhanden, die zudem keinem Lastmanagement unterlagen. Daher werden im Folgenden nur FPS Geräte (Spülmaschine, Waschmaschine, Wäschetrockner) betrachtet.

Zur Auswertung der Daten wurden aus den durchschnittlich alle 15 Sekunden gemessenen aktuellen Leistungen der FPS Geräte viertelstündliche Verbrauchswerte ermittelt und jedem dieser Werte ein Qualitätsindikator zugeordnet. Dieser Indikator ist zunächst definiert als Anzahl der in der Datenbank vorhandenen Leistungsdaten relativ zu den sechzig erwarteten Werten. Für den seltenen Fall, dass der Energiebutler für einen Tag eine falsche Preiskurve an den Evaluationsserver zurückgemeldet hat, wird der Qualitätsindikator für alle Verbrauchswerte aller angeschlossenen Geräte für den gesamten Tag auf Null gesetzt. Indem nur Verbrauchswerte mit einer bestimmten Mindestqualität in der Auswertung berücksichtigt werden, wird eine statistische Zuverlässigkeit der momentanen Verbrauchswerte sichergestellt. Weiterhin wird damit gewährleistet, dass nur Daten von Stromkunden in die Analyse einfließen, die korrekte Preisanreize bekommen haben.

Bei der Analyse der so konstruierten Datenqualitäten zeigte sich, dass der exakte Wert einer Mindestqualität unerheblich für die weitere Datenanalyse ist (solange der Wert nicht sehr nahe bei Null oder Eins liegt): Üblicherweise ist die Datenübertragung eines Geräts in einem 15-Minuten Intervall funktionierend, in welchem Fall fast alle erwarteten Datenpunkte übertragen werden, oder komplett gestört, z.B. wegen ausgeschaltetem Energiebutler. Für die hier vorgestellten Ergebnisse wurden Viertelstundenverbräuche mit Mindestqualitätsindikator von 90 % als „gute Daten“ definiert, und nur diese berücksichtigt.

Die Anzahl dieser guten Leistungsdaten ist in Abbildung 73 dargestellt. Wie im linken Diagramm ersichtlich, bricht die Datengrundlage um Mitternacht herum dramatisch ein und ist praktisch Null. Grund dafür ist der nächtliche Neustart der Energiebutler, die folglich während diesem Zeitraum keine Daten ermitteln und an den Evaluationsserver weiterleiten können. Daher wurde der Zeitraum von 23:00 bis 1:00 von der Betrachtung ausgeschlossen. Die in diesem Zeitraum verbrauchte Energie wurde, wo nötig, durch lineare Interpolation des Durchschnittsverbrauchs aller Geräte abgeschätzt (vergleiche Abbildung 76). Im rechten Diagramm von Abbildung 73 ist der Verlauf der Anzahl verwertbarer Verbrauchsdaten über den gesamten Feldtestzeitraum aufgetragen.

[74] Autor: Timo Fischer (IWES)

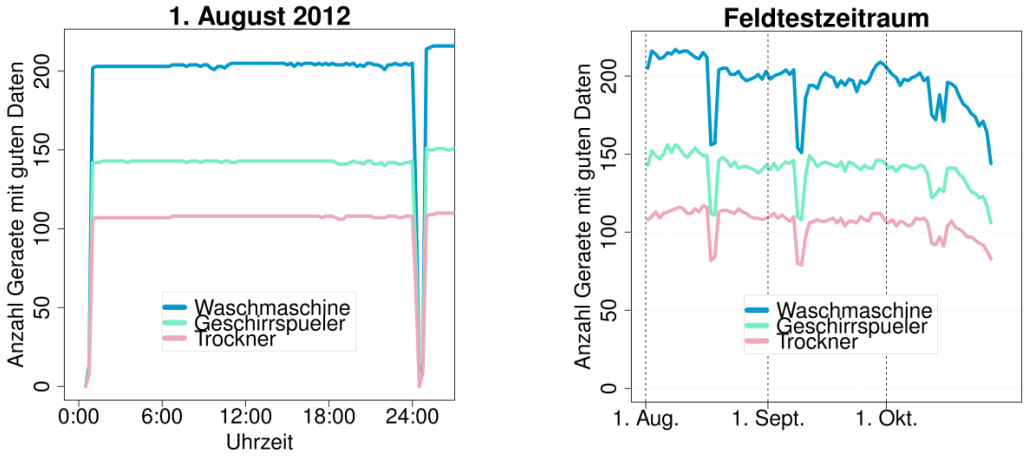


Abbildung 73: Menge der verwertbaren „guten Daten“. Links: Erster Feldtesttag. Rechts: Verlauf über die Mittagsstunden des gesamten Feldtests

Für jeden Testtag findet sich eine große Menge an Geräten, die verwertbare Daten liefern. Dies gilt selbst bei den beiden zwischenzeitlichen Einbrüchen im August und September, die von Ausfällen eines Pool-BEMIs herrühren. Der Rückgang der Datenmenge zum Ende des Beobachtungszeitraums ist durch beginnenden Rückbau der IT-Infrastruktur und auslaufenden Support zu erklären.

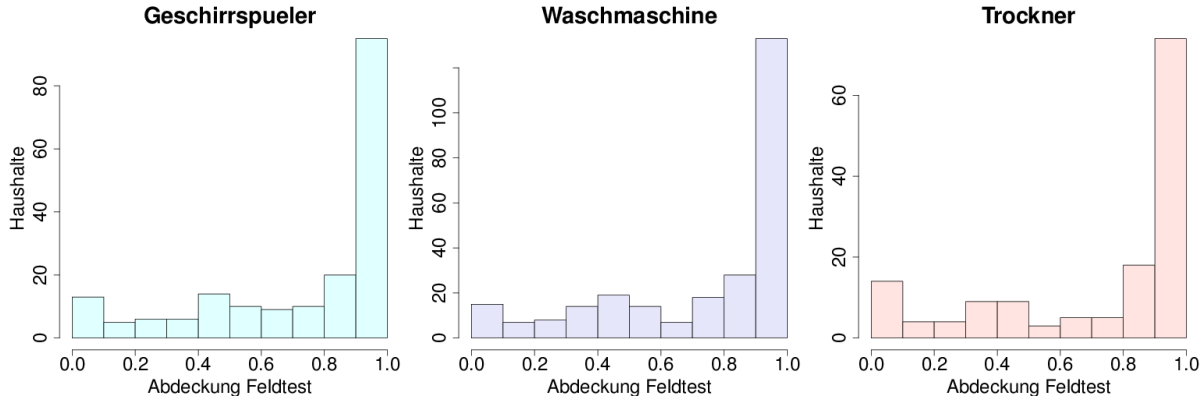


Abbildung 74: Verfügbarkeit guter Daten, dargestellt als Zahl der BEMIs, die einen gegebenen Anteil des Feldtestzeitraums mit guten Daten abdecken (jeweils ausgenommen der beiden Stunden um Mitternacht)

Eine alternative Darstellung der Datenqualität im Beobachtungszeitraum ist in Abbildung 74 gezeigt. Dort ist zu sehen, dass in allen Geräteklassen die Mehrzahl der Geräte für den Großteil des Feldtestzeitraums verlässliche Daten liefern. Der lange Schwanz der Abdeckungsverteilung zeigt allerdings, dass eine nicht vernachlässigbare Menge an Geräten mit unvollständigen Daten existiert. Um einerseits die Datengrundlage zu jedem Zeitpunkt zu maximieren, andererseits aber irreleitende Datensätze mit zu wenig Informationen zu unterdrücken, wurde gefordert, dass ein BEMI mindestens vier Wochen Daten liefern muss. Leistungsdaten von BEMIs, die geringere Datenmengen liefern, wurden in den folgenden Betrachtungen nicht berücksichtigt, selbst zu Zeitpunkten, an denen sie eine (zeitlich lokale) Datenqualität von über 90 % haben.

Wie sich während der Evaluation des Feldtests gezeigt hat, ist diese breite Rohdatenbasis für eine Lastverschiebungsanalyse von FPS Geräten dringend notwendig. Dies liegt in ihrer Nutzung begründet: FPS Geräte sind nur selten angeschaltet, verbrauchen dann aber relativ viel Strom. Daher muss zur Bestimmung eines durchschnittlichen Verbrauchs zu einem Zeitpunkt über eine große Anzahl Geräte gemittelt werden.

Gerätetypischer Energieverbrauch

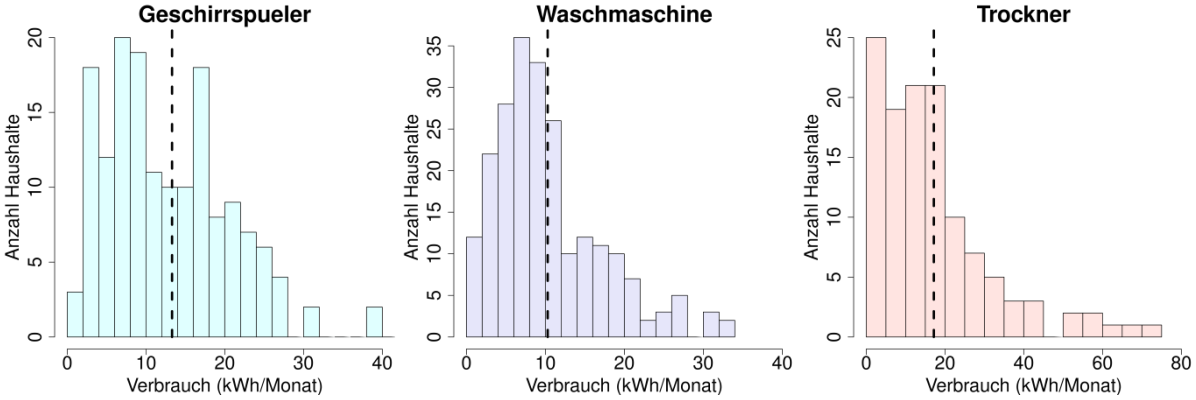


Abbildung 75: Durchschnittlicher Monatsverbrauch der einzelnen FPS-Gerätetypen als Histogramme

Aus den so verarbeiteten Leistungsdaten wurden die Verbrauchskurven der einzelnen Haushalte ermittelt. Anschließend wurde für alle Geräte, die für mindestens vier Wochen Daten geliefert haben, der in Abbildung 75 dargestellte durchschnittliche Monatsverbrauch ermittelt.

Die Histogramme der Monatsverbräuche sind für alle Gerätetypen breit verteilt, was neben statistischen Fluktuationen durch den endlichen Beobachtungszeitraum, durch unterschiedliche Verbrauchsparameter innerhalb einer Gerätegruppe und vor allem durch haushaltsspezifisches Nutzungsverhalten zu erklären ist. Eine analoge Betrachtung auf Gesamthaushaltsebene liefert vergleichbare Verbrauchsunterschiede zwischen den Haushalten. Die ermittelten mittleren Monatsverbräuche sind 13,3 ± 0,7 kWh für Spülmaschinen, 10,3 ± 0,5 kWh für Waschmaschinen und 17,2 ± 1,4 kWh für Wäschetrockner, die jeweiligen Standardabweichungen der Verteilungen 8,9 kWh für Spülmaschinen, 6,9 kWh für Waschmaschinen und 14,9 kWh für Trockner. Angegebene Unsicherheiten sind aus der Breite der Histogramme und der Anzahl der Geräte bestimmt[75]. Diese Mittelwerte sind kleiner als übliche Literaturwerte[76] [77]. Neben der Möglichkeit, dass diese die gerätetypischen Verbräuche überschätzen, kann dies Ursachen aus dem Feldtest haben: Zunächst sind, wie in Kapitel 5.2 dargestellt, die Feldtesthaushalte nicht repräsentativ für Deutschland. Ähnliches gilt für den nur 3-monatigen Feldtestzeitraum, der vermutlich nicht beliebig exakt auf ein Gesamtjahr hochskaliert werden kann (Literaturwerte sind üblicherweise Jahresverbräuche). Außerdem ist möglich, dass in manchen Haushalten Verbrauch durch FPS Geräte stattfand, die nicht an Schaltboxen angeschlossen waren. Um möglicherweise nicht registrierten Energieverbrauch zu berücksichtigen, werden im Folgenden Größen betrachtet, die insensitiv auf den Gesamtverbrauch sind. Dabei wird angenommen, dass der möglicherweise fehlende Verbrauch sich wie der Registrierte verhält.

---

[75] Unsicherheiten in diesem Unterkapitel sind durchgängig als eine Standardabweichung zu verstehen. Sofern nicht anders angegeben wurden Unsicherheiten u von Mittelwerten anhand der Varianz V der unterliegenden Verteilung und der Anzahl N der beitragenden Elemente durch $u^2=V/N$ bestimmt.

[76] M. Klobasa, „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“, Dissertation (2007): 17,9 kWh für Spülmaschinen, 12,5 kWh für Waschmaschinen und 23,3 kWh für Trockner.

[77] Apel et al., VDE-Studie „Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland“: 18,1 kWh für Spülmaschinen, 11,0 kWh für Waschmaschinen und 21,3 kWh für Trockner.

Zur Beurteilung, wie sich der in Abbildung 75 dargestellte Verbrauch zeitlich verteilt, wurde zu jeder Stunde des Feldtests ein Durchschnittsverbrauch ermittelt. Um diesen Durchschnittsverbrauch zu bestimmen, wurden alle Geräte mit einer zu einem Zeitpunkt ausreichenden Datenqualität (>90 %) herangezogen und ihre Verbräuche gemittelt. Trotz der umfangreichen Datenbasis ist dieser Durchschnittsverbrauch aufgrund der erwähnten geringen „An-Zeiten“ von FPS Geräten mit hohen Unsicherheiten behaftet. Ein direkter Vergleich des Stromverbrauchs an einem bestimmten Tag mit z.B. dem Strompreisprofil des Tages kann keine zuverlässige Informationen liefern und repräsentativ sein. Dennoch können durch geeignete Mittelungen über verschiedene Zeitpunkte statistische Informationen über Nutzungsverhalten und die Reaktion auf die variablen Preise extrahiert werden.

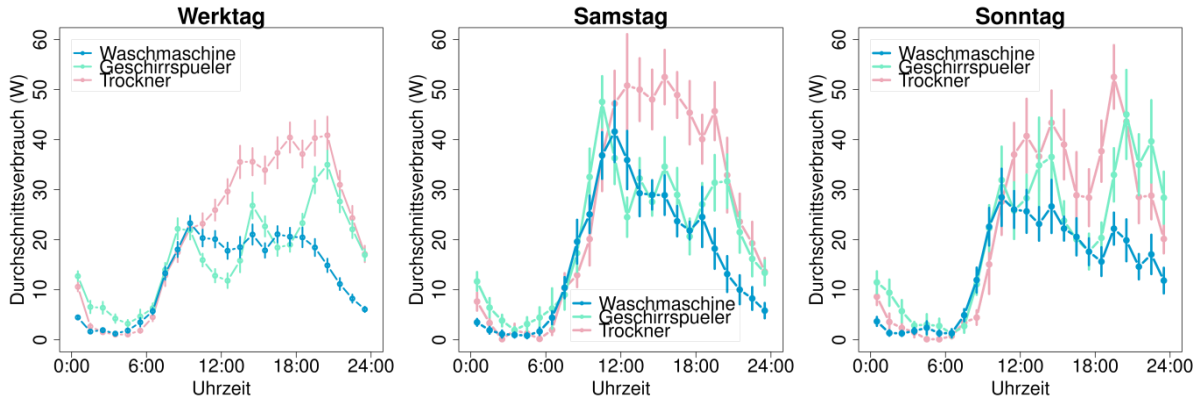


Abbildung 76: Referenzkurven für den gerätetypischen Energieverbrauch

Als ein derartiges Zeitmittel wurden analog zu den auf Haushaltsebene gängigen Standardlastprofilen gerätespezifische mittlere Verbräuche für Werktage, Samstage und Sonntage bestimmt. Dafür wurde der Durchschnittsverbrauch zusätzlich über alle jeweiligen Tage gemittelt. Feiertage während des Feldtests wurden nicht gesondert berücksichtigt. Zur Reduktion statistischer Fluktuationen, die trotz der umfangreichen Datengrundlage noch groß sind, wurden stundengemittelte Durchschnittsverbräuche anstatt viertelstundengemittelter Werte ermittelt.

Die so erhaltenen Typtagverbräuche sind in Abbildung 76 dargestellt. Auffällig ist insbesondere die stärkere Nutzung der Geräte an Samstagen, hier insbesondere bei Waschmaschinen. Daneben ist zu erkennen, dass FPS-Geräte in den Nachtstunden von 1:00 bis 6:00 kaum laufen, obwohl dies z.B. bei einem durch den Energiebutler geschalteten Geschirrspüler leicht und ohne Komforteinbußen möglich wäre. Da die Preise im Feldtest keine signifikante Korrelation mit Uhrzeit und Typtag hatten[78] und sich Einflüsse durch Lastverlagerungen über mehrere Tage hinweg grob wegmitteln, werden die Verbräuche in Abbildung 76 im Folgenden als Referenzlastgänge verwendet, die einen durchschnittlichen Haushalt ohne Reaktion auf Preisanreize repräsentieren. Damit wurde trotz Ermangelung von Lastmessungen ohne zeitvariable Tarife eine Referenz konstruiert, die vergleichende Aussagen zu Lastverschiebung als Reaktion auf Strompreisänderungen erlaubt.

[78] Die insgesamt 17 Feldtesttage, an denen ein EEX-Profil anstatt dem stochastischen Profil verwendet wurde, führen zu systematischen Korrelationen zwischen Uhrzeit und Preis, die jedoch klein im Vergleich zu den allgemeinen Preisfluktuationen sind.

Lastverschiebungen auf Geräteebene

Ziel des dritten Feldtests war neben der Ermittlung von Preiselastizitäten das Gewinnen von Informationen über gerätespezifische Lastverschiebungspotenziale in einem Experiment mit echter Hardware, Infrastruktur und echten Stromkunden. Wie oben erläutert, ist dies nur anhand statistischer oder zeitgemittelter Beobachtungsgrößen möglich.

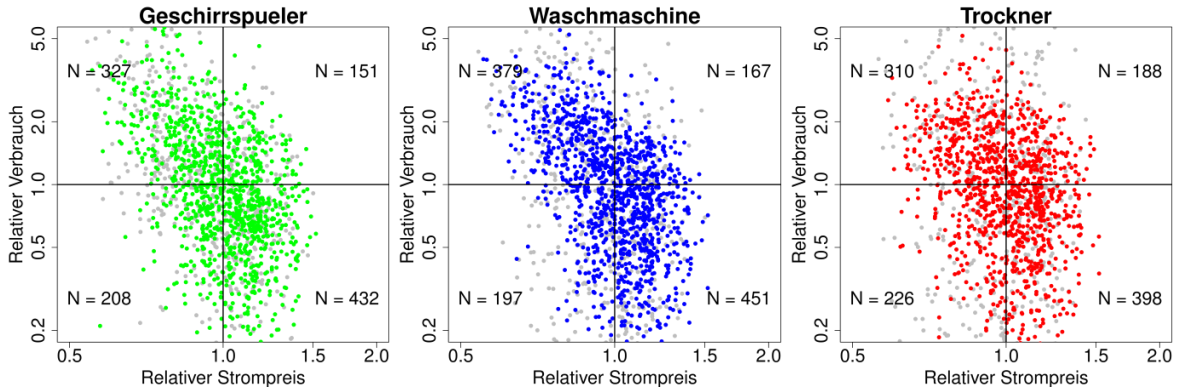


Abbildung 77: Gerätetypspezifischer Einfluss des Strompreises auf den Stromverbrauch. Jeder Punkt entspricht einer Feldteststunde

Für einen ersten optischen Eindruck von der Lastverschiebung, die im Feldtest stattfand (und ihrer statistischen Schwankungen), wurden Streuplots erstellt, in denen für jeden Zeitpunkt T die relativen Verbräuche in Abhängigkeit des relativen Strompreises aufgetragen wurden. Der relative Preis wurde definiert als der aktuelle Preis zum Zeitpunkt T dividiert durch den Durchschnittspreis im Zeitraum von 8 Stunden vor T bis 8 Stunden nach T. Als relativer Verbrauch wurde der gerätegemittelte Verbrauch zum Zeitpunkt T relativ zum in Abbildung 76 dargestellten Referenzverbrauch hergenommen. Zeitpunkte, zu denen bereits die Referenz mit mehr als 25 % statistischer Unsicherheit behaftet ist, wurden nicht berücksichtigt und sind in den Abbildungen ausgegraut.

Die so generierten Datenwolken sind in Abbildung 77 dargestellt. Insbesondere bei Geschirrspülern und Waschmaschinen ist eine elliptische Form deutlich, die sich in die Quadranten „kleiner Preis, großer Verbrauch“ und „großer Preis, kleiner Verbrauch“ erstreckt. Im Mittel fand also bei beiden Gerätetypen eine Verbrauchsreaktion auf die Preisanreize statt, jedoch kann selbst bei der vorliegenden Geräteanzahl nicht von einer systematisch vorhersagbaren Lastreaktion gesprochen werden. Zusätzlich sind in Abbildung 77 die Anzahl der in den jeweiligen Quadranten liegenden Datenpunkte angegeben, welche die Interpretation einer Lastverschiebung „im Mittel“ quantitativ untermauern.

Die Gerätedaten wurden auch mit dem Basismodell der Regressionsanalyse zur Ermittlung der Preiselastizitäten auf Haushaltsebene ausgewertet, wobei im Vergleich zur Haushaltsebene (siehe Kapitel 5.5.1) sehr hohe Werte ermittelt wurden: Es ergaben sich Preiselastizitäten von 181 % ± 17 % für Spülmaschinen, 196 % ± 16 % für Waschmaschinen und 176 % ± 22 % für Wäschetrockner[79] Diese Preiselastizitäten auf Geräteebene sind circa um den Faktor 10 größer als auf Haushaltsebene. Das

[79] Dabei ist zu beachten, dass das Modell der Preiselastizitäten in Kapitel 5.5.1 für die Ebene der Gesamthaushalte, nicht für die Geräteebene konzipiert ist. Durch die nicht-stetige Verbrauchsstruktur (an/aus) und die technisch praktisch beliebige Verlagerbarkeit der Einsatzzeiten unterscheiden sich FPS Geräte vom Verbrauch der Gesamthaushalte

insbesondere im Streuplot in Abbildung 77 sichtbare geringere Potenzial von Wäschetrocknern ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass diese nicht frei verschoben werden, sondern im Anschluss an einen Waschgang laufen. Im Hinblick auf insbesondere automatische Optimierungsstrategien scheint es daher angebracht, Waschmaschinen und Wäschetrockner gemeinsam zu betrachten, und im Zweifelsfall eher die Laufzeit des Trockners als die der Waschmaschine zu optimieren.

Als Maß für die Menge der verlagerten Energie wurde folgende Definition verwendet: Die Stunden des Feldtests wurden auf eine Hochpreisphase (das Drittel der Stunden mit den höchsten Stromkosten), eine Niedrigpreisphase (Drittel mit geringsten Stromkosten) und eine mittlere Preisphase eingeteilt. Aufgrund der statistischen Unabhängigkeit der Preise von der Zeit muss der über den Feldtest hinweg akkumulierte Verbrauch in allen drei Phasen gleich groß sein, wenn kein Lastmanagement stattfindet.[80] Durch das Verschieben von Lasten wird Verbrauch aus den Hochpreis- in die Niedrigpreiszeiten hinein verschoben. Entsprechend wird hier die verschobene Lastmenge als halbe Differenz des Verbrauchs in Hoch- und Tiefpreiszeiten definiert.

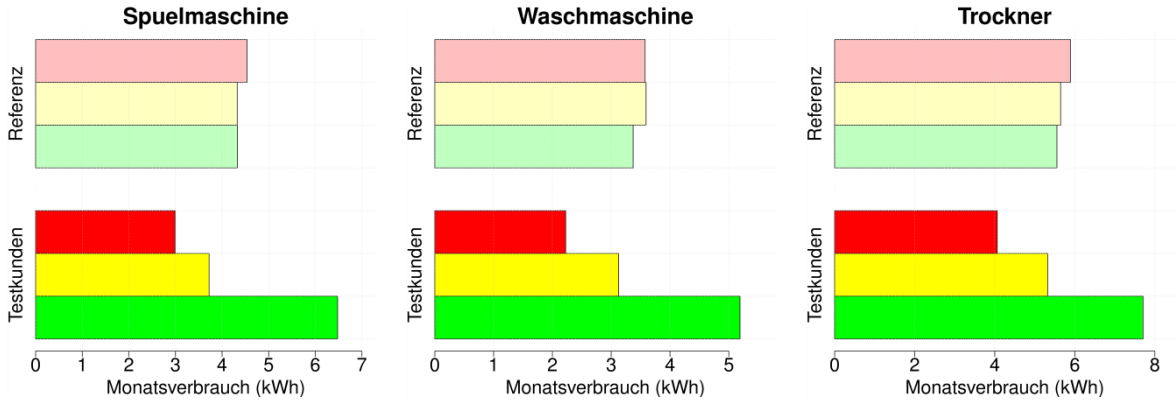


Abbildung 78: Verteilung des Stromverbrauchs auf die Hoch- (rot), Mittel- (gelb) und Niedrigpreisphase (grün) für Feldtesthaushalte und Referenz aus Abbildung 76

In Abbildung 78 ist die Verteilung der Gesamtlast auf die so definierten Preisphasen dargestellt. Neben der Verteilung der realen Verbräuche im Feldtest (unten) sind auch die Verteilungen angegeben, die sich ergäben, wenn der Verbrauch jedes Tages identisch mit den Referenzverbräuchen nach Abbildung 76 wäre (oben). Wie erwartet zeigt sich eine bevorzugte Nutzung der FPS Geräte in Niedrigpreisphasen im Feldtest. Im Referenzfall ergibt sich eine annähernde Gleichverteilung der Verbräuche.

Als verlagerte Lasten anhand obiger Definition ergeben sich durchschnittliche monatliche Lastverschiebungen von 1,74 kWh für Spülmaschinen, 1,48 kWh für Waschmaschinen, sowie 1,82 kWh für Wäschetrockner.

Kundengruppen und Kundennutzen

Als direkte Folge der in Abbildung 78 dargestellten Lastverschiebung ist seitens des Kunden ein Preisvorteil zu erwarten. Um diesen darzustellen wurde zunächst für jedes im Feldtest erfasste Gerät der für den Betrieb dieses Geräts durchschnittlich bezahlte Strompreis ermittelt. Die sich daraus ergebenden Histogramme, in

[80] Eine geringe Abweichung einer Gleichverteilung durch die Tage mit EEX-Preisen ist zu erwarten, da EEX-Preise systematisch günstiger in den wenig genutzten Nachtstunden sind.

denen die Anzahl der Haushalte dargestellt ist, die einen bestimmten Durchschnittspreis gezahlt haben, sind in Abbildung 79 dargestellt.

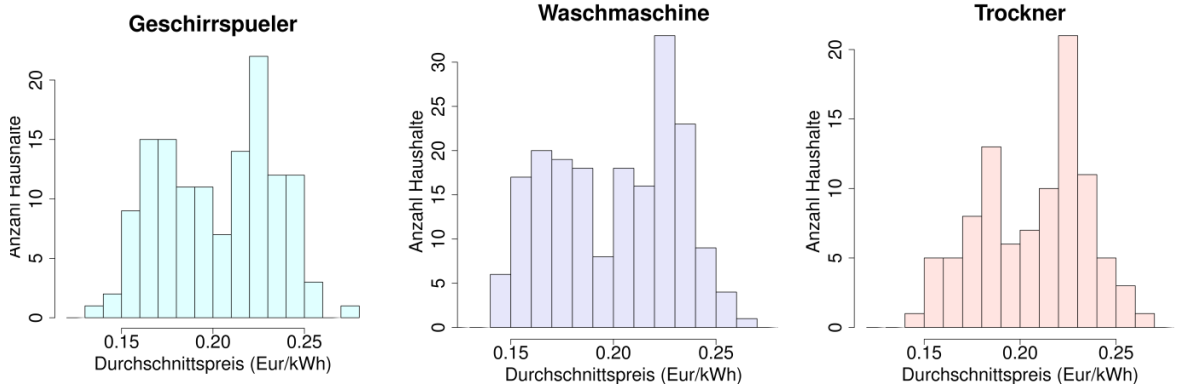


Abbildung 79: Durchschnittliche Kundenstrompreise für den Betrieb von FPS Geräten, aufgeschlüsselt nach Gerätetyp

Für alle Gerätetypen ist das resultierende Histogramm breit und ähnelt einer Struktur, die mit zwei sich überlappenden Normalverteilungen angenähert werden könnte: Eine Verteilung um den zeitgemittelten Durchschnittspreis (ca. 23 ct/kWh) und eine um einen deutlich geringeren Preis. Dies suggeriert die Existenz von zwei Nutzergruppen: einer, die erfolgreich in nennenswertem Umfang Lasten verschoben hat, und einer, die nicht oder kaum auf die Preisanreize reagiert hat.

Um diese Hypothese zu testen, wurden die Geräte anhand der Ergebnisse der Abschlussbefragung (siehe vorhergehende Unterkapitel) in drei Gruppen aufgeteilt: eine Gerätegruppe, die alle FPS Geräte aus Haushalten enthält, die nach eigenen Angaben kein Lastmanagement betrieben haben, eine Gerätegruppe, deren Haushalte manuell Lasten verschoben haben, und eine Gruppe, bei der zusätzlich oder ausschließlich das automatische Management verwendet wurde. Die Histogramme der Durchschnittspreise für diese Gruppen sind in Abbildung 80 dargestellt. Deutlich sichtbar ist zunächst, dass, wie erwartet, kein Preisvorteil für Haushalte entstand, die ignorant gegenüber Preisanreizen waren.

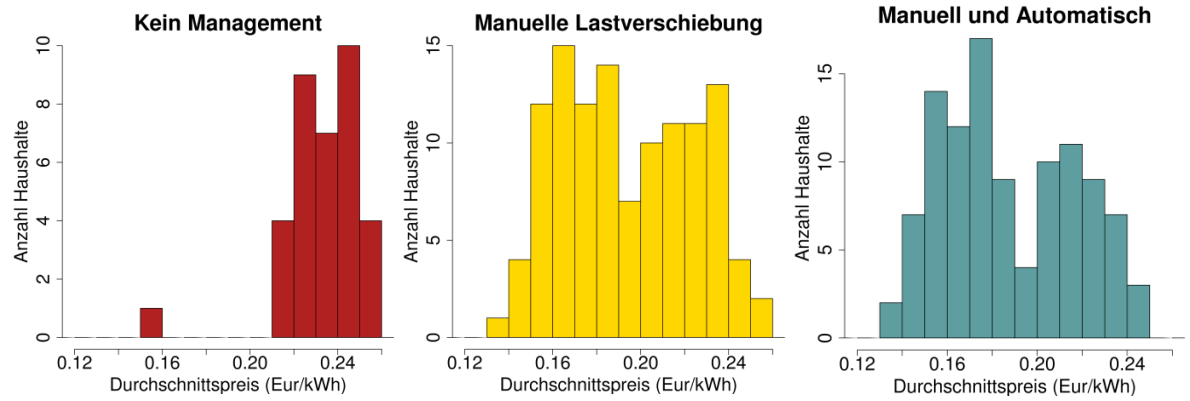


Abbildung 80: Verteilung des für den Betrieb eines FPS Geräts durchschnittlich gezahlten Strompreises nach Nutzungsgruppe

Etwas überraschend dagegen sind die Verteilungen der beiden Gruppen, die laut Kundenabschluss-befragung Lastmanagement betrieben haben. Auch bei diesen zeigt sich neben dem erwarteten Anteil an Geräten, deren Strompreis im Mittel reduziert wurde, ein signifikanter Anteil, für den keine oder kaum Preisreduktion erzielt wurde. Da in der Abschlussbefragung nur abgefragt wurde, ob überhaupt auf die

variablen Preise reagiert wurde, ist die wahrscheinlichste Erklärung für diesen Effekt, dass es in der Gruppe von Haushalten, die Lasten verschoben haben, große Unterschiede hinsichtlich der Intensität gab, mit der dies geschehen ist.

Die in Abbildung 79 dargestellten Kundenpreisvorteile beziehen sich zunächst nur auf den Feldtesttarif. Um eine Verbindung des erzielten Preisvorteils zu den Möglichkeiten dieses Tarifs herzustellen und um eine zumindest näherungsweise tarifunabhängige Aussage über diese Vorteile zu erhalten, wurden die durchschnittlichen Preisreduktionen mit allgemeinen statistischen Parametern des Feldtesttarifs verglichen. Dieser hat über den Beobachtungszeitraum einen Durchschnittspreis von 22,77 ct/kWh, der großen Einfluss auf die Stromkosten der Haushalte ohne Reaktion auf variable Preise hat. Die Standardabweichung, die ein Maß für die Variabilität der Preise ist und einen Kostenvorteil durch Lastverschiebung erst ermöglicht, beträgt 6,67 ct/kWh. Im Durchschnitt über alle Feldtestkunden wurden beim Betrieb von Spülmaschinen 37 % ± 4 %, bei Waschmaschinen 42 % ± 3 % und bei Trocknern 32 % ± 4 % einer Standardabweichung als Preisvorteil realisiert. Akzeptiert man die Interpretation von Abbildung 79 und Abbildung 80, dass nur etwa die Hälfte der Haushalte im nennenswerten Umfang Lasten verschoben haben, so ergeben sich etwa doppelte Werte für diese „engagierten Haushalte“.

Ein Vorteil der Nutzung der automatischen Steuerung gegenüber rein manuellem Verschieben von Lasten ist in Abbildung 80 nur im Ansatz zu erkennen. Tatsächlich ist das Verschieben eines einzelnen FPS-Laufs in einen Zeitraum mit günstigen Tarifen eine einfache Aufgabe, die jeder Haushalt auch ohne technische Unterstützung lösen kann. Eine automatische Steuerung, die derart einfache Optimierungen vornimmt, kann also nur von Vorteil sein, wenn sie einen Komfortvorteil bringt oder das Verlagern in ansonsten unzugängliche Zeitintervalle erlaubt. Hier ist insbesondere die Möglichkeit zu nennen, mit automatischer Steuerung das Starten von FPS Geräten in Abwesenheits- und Schlafenszeiten zu verlegen.

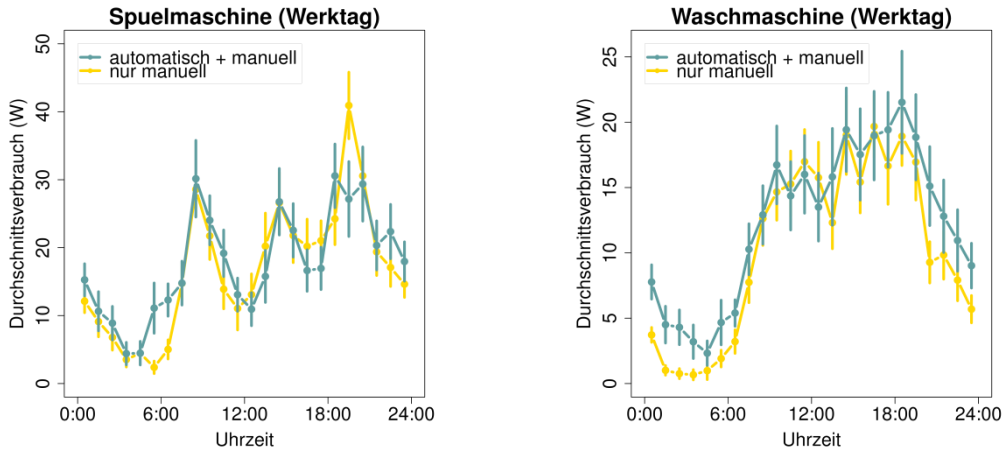


Abbildung 81: Hinweise auf Lastverlagerung in die Nachtstunden durch automatisches Management

Tatsächlich wurde in der Abschlussbefragung von 70 % der Haushalte, die die automatische Steuerung verwendet haben, angegeben, dies aus diesem Grund zu tun. Da An- und Abwesenheit im Feldtest nicht erfasst wurden, kann anhand der vorliegenden Daten nur die Verlagerung in die Nachtstunden hinein nachgewiesen werden. In Abbildung 81 sind die über alle Werktage gemittelten Lastverläufe (entsprechend dem linken Diagramm in Abbildung 76) nach Nutzergruppen differenziert abgebildet. Sowohl bei Spülmaschinen als auch bei Waschmaschinen haben Nutzer der automatischen Steuerung mehr Stromverbrauch in die Nachtstunden verlagert als Haushalte, die rein manuelle Lastverschiebung betrieben haben. Bei Haushalten, die nicht auf Preisanreize reagiert haben, wurde zwischen 1:00 und 6:00 praktisch kein Verbrauch gemessen.

Fazit Evaluation auf Geräteebene

Im Rahmen des dritten Feldtests des Forschungsprojekts „Modellstadt Mannheim“ wurden zeitlich hochaufgelöste Verbrauchsdaten von fast 600 FPS Geräten über einen Zeitraum von drei Monaten aufgezeichnet. Von diesen liefern zu jedem Zeitpunkt etwa 450 Geräte verwertbare Daten (vgl. Abbildung 73). Aufgrund der Einsatznatur der Geräteklasse ist diese breite Datenbasis notwendig, um belastbare Aussagen über das Nutzerverhalten, insbesondere über Reaktionen auf variable Preise, treffen zu können.

Bezogen auf den gesamten Feldtestzeitraum konnte deutlich eine Nutzerreaktion auf die variablen Preise, ein Verlagern von Lasten aus teuren Zeiten in günstigere Zeiten hinein, nachgewiesen werden (Abbildung 77 und Abbildung 78). Allerdings sind bei der betrachteten Gerätemenge statistische Fluktuationen noch groß verglichen mit dem mittleren Verschiebungseffekt, wie die breite Streuung der Datenpunkte in Abbildung 77 zeigt.

Im Feldtest konnten bei allen drei FPS-Gerätetypen aus Lastverschiebung resultierende Kostenvorteile für den Verbraucher erzielt werden, wobei die Verteilung der Kostenvorteile breit ist (Abbildung 79 und Abbildung 80). Während bei Haushalten, die Preisanreize ignoriert haben, kein Kostenvorteil entstanden ist (Abbildung 80), konnten Haushalte mit effizienter Lastverschiebung bei FPS Geräten im Mittel etwa 60 % bis 80 % der Breite der Preisverteilung als persönlichen Vorteil ausnutzen.

Die im Feldtest bestimmten Verlagerungspotenziale und Verbrauchervorteile gelten zunächst nur für den verwendeten Tarif. Inwieweit sich die Ergebnisse auf andere Tarife übertragen lassen, ist nicht direkt klar. Neben der Breite, mit der die Preise verteilt sind (die Volatilität der Preise), dürften sowohl Korrelationen der Preise mit der Uhrzeit, als auch Korrelationen zwischen zwei nicht zu weit auseinanderliegenden Zeitpunkten eine Rolle spielen. Für realistische Preise ist eine Preissystematik mit Typtag und Uhrzeit zu erwarten, die in diesem Feldtest explizit nicht vorgesehen war. So zeigen beispielsweise die in Kapitel 6.4 prognostizierten EEX Preise für das Jahr 2030 systematisch niedrigere Preise für typische Abwesenheits- und Schlafenszeiten. In einem solchen Preisszenario ist zu erwarten, dass ein automatisches Schalten von FPS Geräten dem Stromkunden einen Kostennutzen über das rein manuelle Verlagern von Lasten hinaus bietet.

5.5 Reaktionen auf den Tarif auf Haushaltsbene

5.5.1 Preiselastizitäten[81]

Einleitung

Ziel des Projekts Modellstadt Mannheim ist es unter anderem, die Flexibilisierung des Haushaltsstromverbrauches durch zeitlich variable Strompreise zu untersuchen. Daher ist ein Evaluationsziel, die Höhe und Charakteristik des Preiseinflusses auf den Stromverbrauch im Feldtest 3 zu messen.

Dies ist aus zwei Gründen interessant:

- Deskriptiv interessiert, welchen Effekt die variablen Preise im Feldtest tatsächlich auf den Stromverbrauch hatten.

[81] Autor: Ruben Korenke (IFEU)

- Für die Zukunft ist es von Bedeutung, die Reaktion der Haushalte auf den Stromverbrauch prognostizieren zu können, um durch passend gewählte Preise gewünschte Lastkurven zu erzeugen.

Da die Verbrauchsreaktion (unter anderem) von der ursächlichen Preisänderung abhängt, sollte ein Maß für die Verbrauchsreaktion auch die Höhe der Preisänderung mit einbeziehen. Außerdem sollte ein Umskalieren der Variablen (z.B. von $ auf € oder kWh auf Wh) keinen Einfluss auf die Größe des Maßes haben. Beispielsweise ist die prozentuale Lastverschiebung (am Tag, im Monat, etc.) als Maß für die allgemeine Charakteristik des Preiseinflusses allein ungeeignet, da die verschobene Energiemenge von der Höhe des Preissprungs bzw. vom Tarifverlauf bei variablen Tarifen abhängt.[82]

Als standardisiertes Maß der Verbrauchsreaktion auf Strompreisveränderungen, das diese Kriterien erfüllt, werden in dieser Analyse Preiselastizitäten bestimmt. Grob gesprochen sind diese ein normalisiertes Maß für die Intensität der Verbrauchsreaktion auf variierende Strompreise[83]. **Die Eigenpreiselastizität gibt an, um wie viel Prozent der Stromverbrauch sich im Mittel ändert, wenn der Preis um 100% erhöht wird und andere Einflüsse kontrolliert werden**. Diese in der Ökonometrie verwendeten Elastizitätsmodelle lassen sich gut in Regressionsmodellen bestimmen.

Wesentlicher Baustein für die Tragfähigkeit dieser Analysen sind die im 3. Feldtest zufällig gewählten variablen Preise (vgl. in Kapitel 3.3 *Feldtest 3-Tarif*). Da die täglich variierenden Preisverläufe unabhängig von anderen Einflussfaktoren wie zum Beispiel Tageszeit oder Wetter gewählt wurden lassen sich deren Effekte statistisch trennen. Falls umgekehrt an Tagen mit bestimmtem Wetter immer bestimmte Preise verwendet worden wären, hätte man nicht entscheiden können, ob eine Reaktion auf Basis des Wetters oder auf Basis der Preise erfolgte. Dieses in der Ökonometrie als Multikollinearität bekannte Problem wird dadurch behoben.

In diesem Kapitel werden zwei Elastizitätsmodelle genauer untersucht: Im ersten Schritt wird ein gut vergleichbares und recht einfaches Modell analysiert, welches die durchschnittlichen Preiseffekte über den ganzen Feldtest hinweg aufzeigt („Basismodell“). In einem zweiten Schritt wird dieses Modell zeitlich verfeinert, um Preiselastizitäten zwischen verschiedenen Typtagen[84] und Tageszeiten zu differenzieren. Gerade für eine Prognose der Verbrauchseffekte beliebig gewählter Preiskurven ist ein solches Modell interessant. Um Differenzen im Preiseffekt zwischen verschiedenen Haushalten abschätzen zu können, werden in einem dritten Schritt Effekte für Gruppen mit unterschiedlicher selbstberichteter Nutzung von Energiebutler und manueller Verbrauchsverschiebung verglichen.

[82] Der Zusammenhang zwischen Preisen und Verbrauch wurde zum Beispiel nachgewiesen in Summit Blue Consulting LLC, *Evaluation of the 2006 Energy-Smart Pricing Plan - Final Report*, Chicago 2007.
[83] Ausführlichere Erläuterung zum Beispiel in: U.S. Department of Energy (USDOE), *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*, 2006
[84] Typtage sind hier analog zum Standardlastprofil definiert: a) Werktage, b) Samstage, c) Sonn- & Feiertage.

Abhängigkeit von Verbrauch und Strompreis im Vergleich zu den Untersuchungen auf Geräteebene

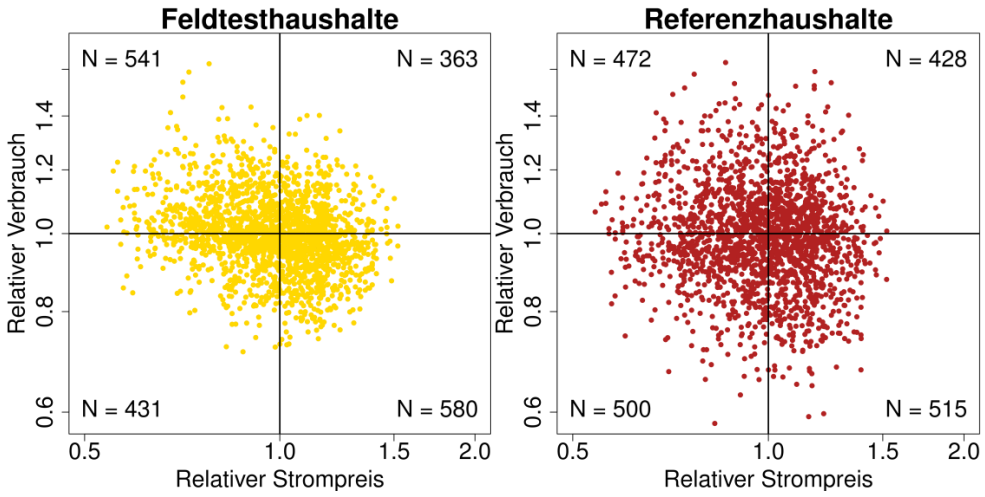


Abbildung 82: Durchschnittlicher Verbrauch in Abhängigkeit vom Strompreis über den Feldtestzeitraum

In Analogie zur Auswertung auf Geräteebene (Kapitel 5.4) wurden Streudiagramme angefertigt, die für jede Feldteststunde den Verbrauch relativ zur Referenz[85] als Funktion des Preises relativ zum Durchschnittspreis in den umgebenden sechzehn Stunden darstellen (Abbildung 82). Wie im Fall der Einzelgeräte ergibt sich für die Feldtesthaushalte eine Häufung der Punkte im zweiten und vierten der dargestellten Quadranten, allerdings weniger ausgeprägt. Für die Gruppe der Referenzhaushalte sind die Punkte annähernd gleich verteilt. Wie im Fall der Einzelgeräte existiert eine mittlere Preiselastizität, die jedoch im Einzelfall von zufälligen Fluktuationen oder den hier nicht betrachteten Kreuzpreiseffekten überlagert wird.

Basismodell zur Berechnung von Preiselastizitäten

Angelehnt an Modelle von Sergici & Faruqui[86] sowie von Summit Blue Consulting[87] wird für die Bestimmung der allgemeinen Elastizität folgendes einfaches ökonometrisches Elastizitätsmodell verwendet:

$$\ln(v_t) = \rho \cdot \ln(p_t) + c + e_t$$

Legende Variablen:
v: Mittlerer Stromverbrauch der Haushalte
p: Preis
c: Konstante
e: Fehlerterm

Legende Koeffizienten:
ρ: Preiselastizität

---

[85] Die Referenzverbräuche wurden in diesem Fall auf dem gleichen Wege wie im Fall der FPS Geräte konstruiert.

[86] Faruqui und Sergici, *Household Response to Dynamic Pricing of Electricity–a Survey of the Experimental Evidence*, San Francisco, 2009.

[87] Summit Blue Consulting LLC, *Evaluation of the 2006 Energy-Smart Pricing Plan - Final Report*, Chicago, 2007.

Legende Indizes:
t: Zeitpunkt (Datum & Stunde)

Stromverbrauch und Preis gehen in Elastizitätsmodellen grundsätzlich logarithmiert ein[88]. **ρ** gibt hier an, um wie viel Prozent sich der Stromverbrauch im Mittel ändert, wenn der Preis um 100% erhöht wird.[89]

Eine so starke Vereinfachung des Modells ist nur deshalb möglich, weil die Strompreise im Feldtest von der Zeit und anderen Einflussfaktoren unabhängig und zufällig gewählt wurden. So kann man davon ausgehen, dass die Strompreise nicht mit anderen Einflussfaktoren wie zum Beispiel Temperatur, Typtag oder Tageszeit korrelieren[90]. Eine nicht verzerrte Bestimmung des Preiseffekts ist so auch ohne Einbezug anderer nicht mit dem Preis korrelierter Einflussfaktoren in die Regression möglich.

Schätzt man nun ρ per Regression, erhält man eine Eigenpreiselastizität von -10,6%[91]. Anschaulich bedeutet dies, dass eine Erhöhung des Preises um 10% im Feldtestmittel im Durchschnitt zu einem um 1,06% niedrigeren Stromverbrauch führte. Der Preiseffekt ist signifikant auf dem 1%-Niveau[92].

Um die korrekte Modellspezifikation zu überprüfen, wurde die gleiche Regressionsanalyse basierend auf dem gleichen Datensatz auch für die Kontrollgruppe durchgeführt. Der Preiseffekt in der Kontrollgruppe war entsprechend den Erwartungen nicht signifikant[93] und bestätigt die Modellspezifikation.

Eine Eigenpreiselastizität von 10,6%[94] ist konsistent mit anderen Feldtesten zu variablen Strompreisen. So lagen Preiselastizitäten im Energy-Smart Pricing Plan, der in den USA von CNT Energy über vier Jahre durchgeführt wurde, im Durchschnitt bei 6%[95]. Das US Energieministerium berichtet von einer Bandbreite von Preiselastizitäten von 8 bis 14%[96]. Ergebnisse aus dem moma Feldtest 3 stimmen also mit Ergebnissen internationaler ähnlicher Experimente überein.

Das hier vorgestellte Basismodell verdeckt allerdings zwei wichtige Eigenschaften der Preiselastizität. Zum einen wird nicht dargestellt, dass Preiseffekte mit der Tageszeit deutlich variieren. Tagsüber und zu Anwesenheitszeiten ist eine hohe Preisreaktion deutlich plausibler als nachts. Zum anderen sind die Preiseffekte von Haushalt zu Haushalt sehr unterschiedlich. Dazu ist anzunehmen, dass je nach Motivation, Geräteausstattung, Anwesenheit oder weiteren Faktoren Haushalte unterschiedlich stark auf variable Preise reagieren. Außerdem erklärt das hier vorgestellte Modell nur einen kleinen Anteil[97] der Varianz der Stromverbräuche. Dieser Anteil kann durch geeignete Modellspezifikation deutlich erhöht werden, um zuverlässigere Prognosen zu ermöglichen. Unter anderem kann das durch eine zeitliche Differenzierung der

---

[88] Siehe zum Beispiel: Wang und Jain, *Regression Analysis: Modeling & Forecasting*, Graceway Publishing, 2003.
[89] Siehe hierzu auch Anhang A.6
[90] Korrelationen mit anderen gemessenen potentiellen Einflussfaktoren liegen alle im Betrag unter 5%.
[91] Vollständige Regression siehe Anhang
[92] Das 95%-Konfidenzintervall der Elastizität liegt zwischen -5,9% und -15,2%. Diese Ergebnisse basieren auf Daten zu 3021 über alle Haushalte der Versuchsgruppe gemittelten Stundenwerten, die zwischen Juni und Oktober 2012 im Praxistest 3 ermittelt wurden.
[93] Vollständige Regression siehe Anhang A.7
[94] In der Literatur wird oft nur der Betrag von Elastizitäten angegeben.
[95] Summit Blue Consulting LLC, "Evaluation of the 2006 Energy-Smart Pricing Plan - Final Report."
[96] U.S. Department of Energy (USDOE), "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them," 32.
[97] Das Bestimmtheitsmaß (R^2) für dieses Modell beträgt 0,69%.

Preiselastizitäten erfolgen, wie sie deshalb im hier folgend betrachteten Preiselastizitätsmodell durchgeführt wird.

Zeitliche Unterschiede in Preiselastizitäten

Deutliche tageszeitliche Unterschiede in der Preiselastizität sind intuitiv einleuchtend. Es erscheint plausibel, dass derselbe Preissprung nachts um 3 Uhr einen geringeren Verbrauchseffekt auslöst als tagsüber. Auch Unterschiede zwischen Werktagen und Wochenendtagen erscheinen plausibel. Diese These wird in diesem Abschnitt weiter untersucht.

Über ein komplexeres Modell als im obigen Abschnitt beschrieben können Interaktionen zwischen Tageszeit, Typtag, Preiseffekt und Wetter abgebildet werden. Nun werden sowohl die Preiseffekte nach Typtag und Tageszeit differenziert als auch die vom Preis unabhängigen Effekte dieser Variablen wie Temperatur und Sonnenscheindauer analysiert. Das Modell ist dabei wie folgt spezifiziert:

$$\ln(v_t) = \sum_{ty=0}^{2}\sum_{h=0}^{23} \rho_{ty,h} d_{ty} d_h \ln(p_t) + \sum_{ty=0}^{2}\sum_{h=0}^{23} \beta_{ty,h} d_{ty} d_h + \gamma\, s_t + \delta\, k_t + e_t$$

Legende Variablen:
v: Mittlerer Stromverbrauch der Haushalte
p: Preis
d: Indikatorvariable
s: Sonnenscheindauer
k: Temperatur
e: Fehlerterm

Legende Koeffizienten:
ρ: Preiselastizität
β: Konstante je Typtag und Stunde
γ: Sonnenscheindauerkoeffizient
δ: Temperaturkoeffizient

Legende Indizes:
ty: Typtag
h: Stunde
t: Zeitpunkt (Datum & Stunde)

Über dieses Modell lassen sich nun spezifisch für Typtage und Tageszeiten Preiseffekte bestimmen. Da das vollständige Modell 145 Koeffizienten umfasst, werden hier nur die Preiselastizitäten dargestellt.

Werktage

Das nachfolgende Diagramm stellt die stundenspezifischen Preiselastizitäten sowie deren Konfidenzintervalle für Werktage dar. Datenbasis ist wiederum der Zeitraum von Juni bis Oktober 2012 im Feldtest 3 mit Daten von im Mittel 346 Haushalten. Auf der x-Achse ist dabei die Tageszeit und auf der y-Achse ist die Eigenpreiselastizität aufgetragen. Je negativer der Wert für die Preiselastizität ist, desto stärker ist also die Verbrauchsminderung in Folge einer Preiserhöhung. Durch Fehlerindikatoren ist das 95%-Konfidenzintervall angegeben. Wenn dieses die Null umschließt, kann nicht mit 95% Sicherheit gesagt werden, dass der erwartete negative, also gegenläufige, Zusammenhang zwischen Preis und Verbrauch besteht. Dieser Fall ist in der Grafik durch eine graue, durchbrochene Linie und fehlende Markierungspunkte

dargestellt. In die Grafik integriert ist auch das Standardlastprofil für einen Werktag im Sommer. Hierbei ist die umgekehrte Beschriftung der Sekundärachse zu beachten.

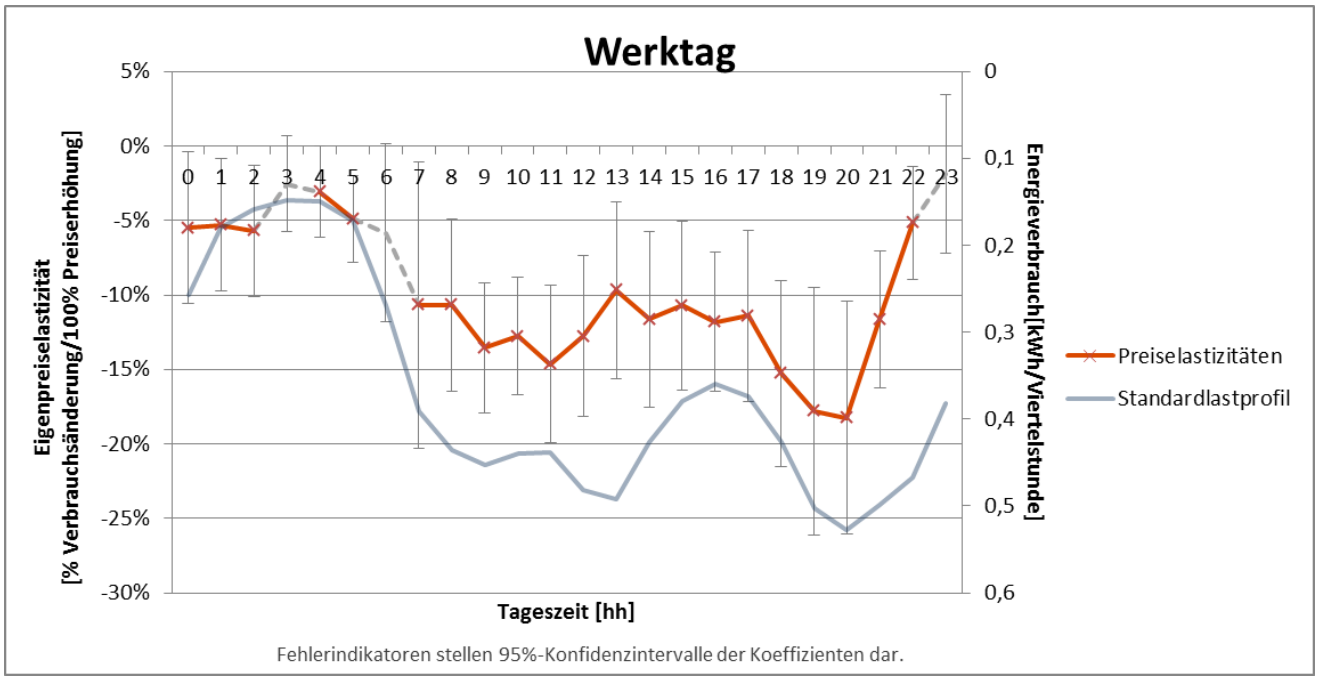


Abbildung 83: Preiselastizitäten an Werktagen

In den Tagstunden und in den frühen Abendstunden zeigen sich deutliche signifikante Ergebnisse. Eine Preiserhöhung um 10% um 19 Uhr löste so im Mittel und nach Kontrolle von Einflüssen der Tageszeit und des Wetters eine Verbrauchsreduzierung von 1,82% aus. Preiselastizitäten sind nur dann auf dem 5%-Niveau signifikant, wenn das Konfidenzintervall 0% nicht umschließt. Preiselastizitäten zwischen 23 und 6 Uhr sind also nicht oder nur schwach signifikant.

Das Diagramm zeigt, dass Preiselastizitäten in den Tagstunden höher und in den Nachstunden geringer als die -10,6% im Basismodell liegen und entspricht insofern den Erwartungen. Im Vergleich mit dem Standardlastprofil fällt außerdem auf, dass hohe Preisreaktionen - abgesehen von einer gegenläufigen Ausbildung um 13 Uhr - in Zeiten hohen Verbrauchs stattfinden, wie zum Beispiel in der Abendspitze. Dies zeigt, dass gerade in den Zeiten hoher Verbräuche der Haushalte ein großes Lastmanagementpotenzial vorhanden ist.

Das hier nun vorgestellte Modell erklärt etwa 94,7%[98] der Varianz der Stromverbräuche. Der Löwenanteil dieser erklärten Varianz geht auf die Einflussfaktoren Tageszeit und Typtag unabhängig vom Preiseffekt zurück. Auch Temperatur und Sonnenscheindauer erweisen sich als signifikant. Eine um 10° C höhere Temperatur geht im Schnitt über alle Typtage mit einem etwa 6% niedrigeren Stromverbrauch einher.

Der hohe Anteil erklärter Varianz ermöglicht eine recht genaue Prognose der Stromverbräuche für beliebige Preisprofile für die Feldtesthaushalte im Versuchszeitraum. Aufgrund der nicht-repräsentativen Struktur der Haushalte sowie des eingeschränkten Versuchszeitraums ist eine weitere Verallgemeinerung mit

[98] Bestimmtheitsmaß (R^2) für dieses Modell

Unsicherheiten behaftet. Zudem ist eine statistische Tragfähigkeit nur für Tarife gegeben, die wie in diesem Feldtest zwischen 10 und 40 cent/kWh liegen.

Samstage

Wie das vorige Diagramm für Werktage stellt die nachfolgende Darstellung Preiselastizitäten für Samstage dar.

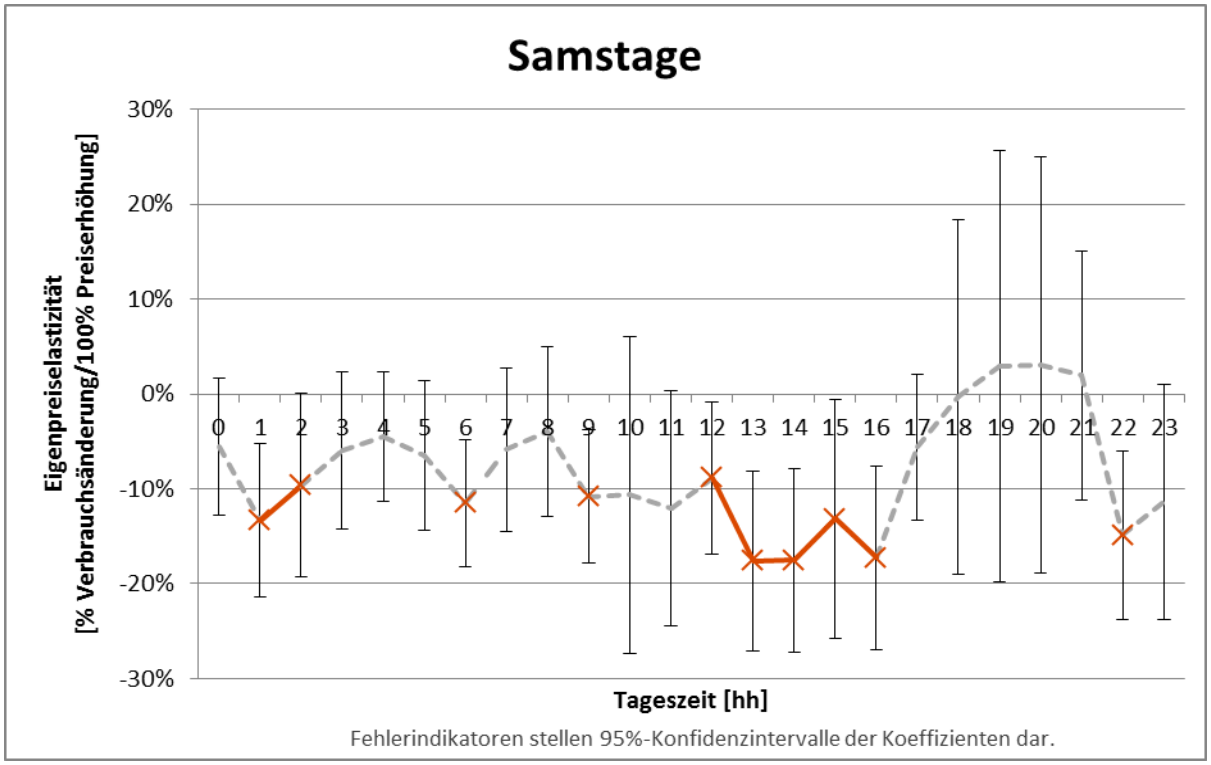


Abbildung 84: Preiselastizitäten an Samstagen

Wie bereits in Abbildung 83, sind auch hier die Ergebnisse gekennzeichnet, deren Fehlerindikatoren die 0% umschließen und damit nicht auf dem 5%-Niveau signifikant sind. Dadurch ist auf einen Blick ersichtlich, dass für weniger als die Hälfte der Stunden überhaupt eine Aussage für die Preiselastizität mit 95%iger Wahrscheinlichkeit getroffen werden kann. Am Stück sind für Samstage nur die Preiselastizitäten einiger Mittagsstunden auf dem 5%-Niveau signifikant. In den Abendstunden sind Effekte zum Teil sogar positiv. Das 95%-Konfidenzintervall ist jedoch sehr viel größer, was dafür spricht, dass es sich hier um zufällige Ergebnisse handelt. Die Größenordnung der Effekte liegt – mit Ausnahme der Abendstunden - wie im vorigen Diagramm zwischen -5% und -18%. Die geringe Signifikanz der Ergebnisse für Samstage ist vermutlich durch eine zu kleine Datenbasis[99] ausgelöst.

Sonn- und Feiertage

Im dritten Diagramm werden die Preiselastizitäten für Sonn- & Feiertage dargestellt.

[99] Im ausgewerteten Versuchszeitraum befanden sich 20 Samstage mit im Durchschnitt jeweils 349 auswertbaren Haushalten.

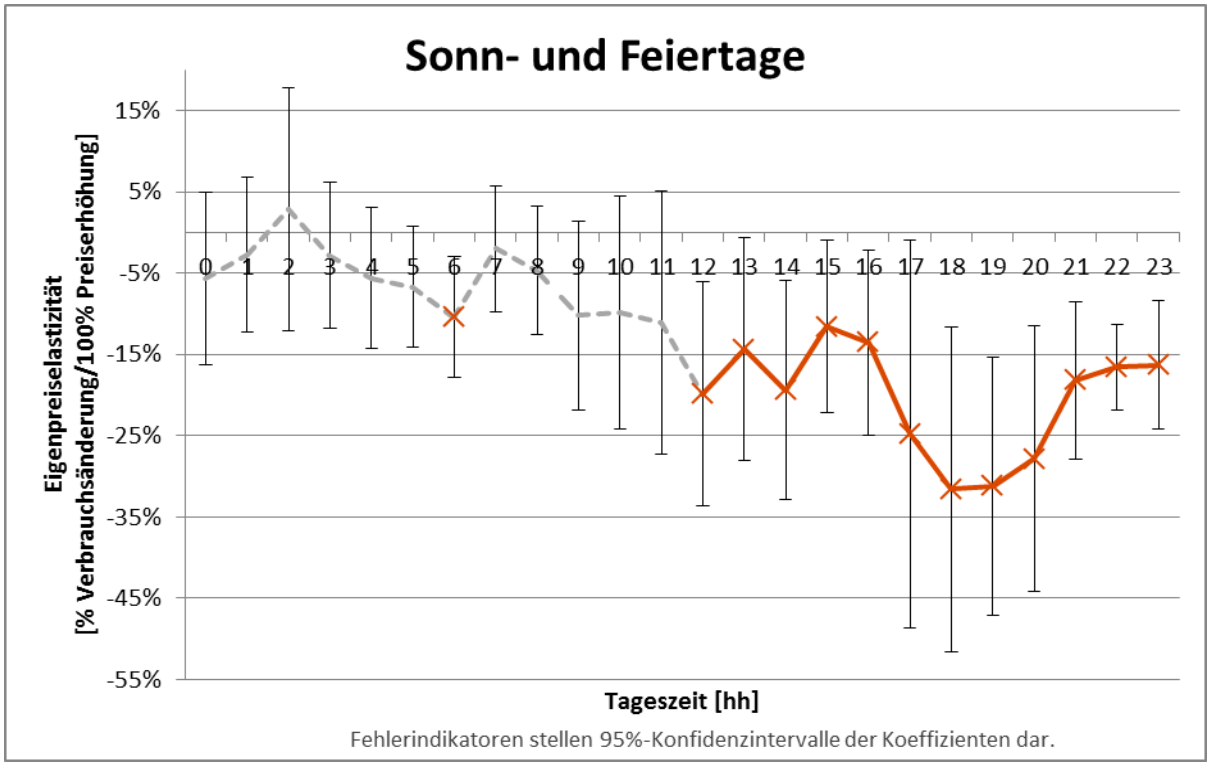


Abbildung 85: Preiselastizitäten für Sonn- und Feiertage

Preiselastizitäten für Sonn- & Feiertage sind erst ab den Mittagsstunden signifikant. Dies ist sowohl durch einen anderen Tagesrhythmus der Haushalte an diesen Tagen als auch durch die geringe Datenbasis erklärbar. In den Abendstunden treten dafür zum Teil sehr deutliche Preiseffekte von im Mittel über 30% Verbrauchsminderung bei 100% Preiserhöhung auf. Dabei sind allerdings wie schon Samstags die deutlich breiteren Konfidenzintervalle zu beachten, die Preiselastizitäten deutlich weniger zuverlässig machen als an Werktagen. So umschließt beispielsweise um 17:00 das Konfidenzintervall von -0,8% bis -48% mit 95%iger Wahrscheinlichkeit den wahren Wert des Koeffizienten.

Gruppenspezifische Preiselastizitäten

Die bisherigen Analysen lassen keinen Schluss zu, ob die Gesamtverbrauchsreaktion durch kleinere Reaktionen vieler Haushalte oder große Reaktionen weniger Haushalte ausgelöst werden. Deshalb wurde in einem nächsten Schritt der Analyse versucht, Unterschiede in der Höhe der Preisreaktion zwischen verschiedenen Haushalten zu quantifizieren.

Um hierzu Hinweise zu erhalten, werden die Haushalte abhängig von ihrer selbstberichteten Nutzung des Energiebutlers und von Hand geschalteten Geräten in 4 Gruppen unterteilt. Haushalte, die den Fragebogen oder die spezifischen Fragen nicht beantworteten, konnten in diese Analyse nicht mit aufgenommen werden. Ebenso wurden Haushalte ohne durchgängige Verbrauchsdaten ausgeschlossen.

	Automatik genutzt	Automatik nicht genutzt
Manuell Geräte verschoben	37	82
Nicht Manuell Geräte verschoben	10	33

Tabelle 6: Anzahl Haushalte je Gruppe nach Nutzung der Automatik und manueller Verschiebung

Auffällig ist, dass nur wenige Haushalte die automatische Steuerung nutzten, aber keine Geräte per Hand schalteten. Aufgrund der geringen Gruppengröße ist hier nur begrenzt eine weitere Auswertung möglich. Umgekehrt geben viele Haushalte an, die automatische Steuerung nicht genutzt zu haben, aber viele Geräte per Hand zu schalten.

Basismodell

Für diese Gruppen wurde nun jeweils über das Basismodell die durchschnittliche Preiselastizität bestimmt.

Gruppe	Preiselastizität	t-Wert	95%-Konfidenzintervall
Manuell & Automatisch	-23,6%	-6,94	[-30,2%; -16,9%]
Nur Manuell	-19,5%	-5,65	[-26,3%; -12,7%]
Nur Automatisch	(Nicht signifikant)	-1,05	(Nicht signifikant)
Weder Manuell noch Automatisch	(Nicht signifikant)	-0,36	(Nicht signifikant)

Tabelle 7: Preiselastizitäten je Nutzungsgruppe[100]

Es zeigt sich, dass sowohl in der Gruppe mit manueller und automatischer Verschiebung als auch in der Gruppe mit reiner manueller Verschiebung recht hohe durchschnittliche Preiselastizitäten erzielt wurden. In der Gruppe mit manueller und automatischer Verschiebung wurde eine Preiselastizität von -23,6% ermittelt, in der Gruppe mit rein manueller Verschiebung wurde eine Preiselastizität von -19,5% bestimmt.

Überraschend ist, dass die Gruppe mit rein automatischer Reaktion kein signifikantes Ergebnis erzielt. Dies könnte einerseits an der geringen Gruppengröße von nur etwa 10 Haushalten liegen. Andererseits ist es möglich, dass motivierte Nutzer sowohl automatisch als auch manuell schalteten und daher in der rein automatischen Gruppe nur vergleichsweise unmotivierte Nutzer verblieben. Für Haushalte, die angaben, weder automatisch noch manuell ihren Stromverbrauch an die Preise angepasst zu haben, liegt den Erwartungen entsprechend kein Preiseinfluss vor.

Außerdem wurde ausgewertet, ob Nutzer der moma App sich signifikant von den restlichen Teilnehmern unterschieden. Mit einer durchschnittlichen Preiselastizität von -9,2% lagen diese genau im Mittel der restlichen Haushalte. Auch bezüglich der zeitlich höher aufgelösten Elastizitäten ergaben sich keine nennenswerten Unterschiede.

[100] Vollständige Regression siehe Anhang A.7

Zeitlich aufgelöst

Auch in höherer zeitlicher Auflösung für Werktage bestätigen sich diese Effekte. Der geringen Gruppengröße, der geringen Signifikanz und der Übersicht wegen wurde die Gruppe mit nur automatischer Steuerung hier jedoch nicht weiter ausgewertet.

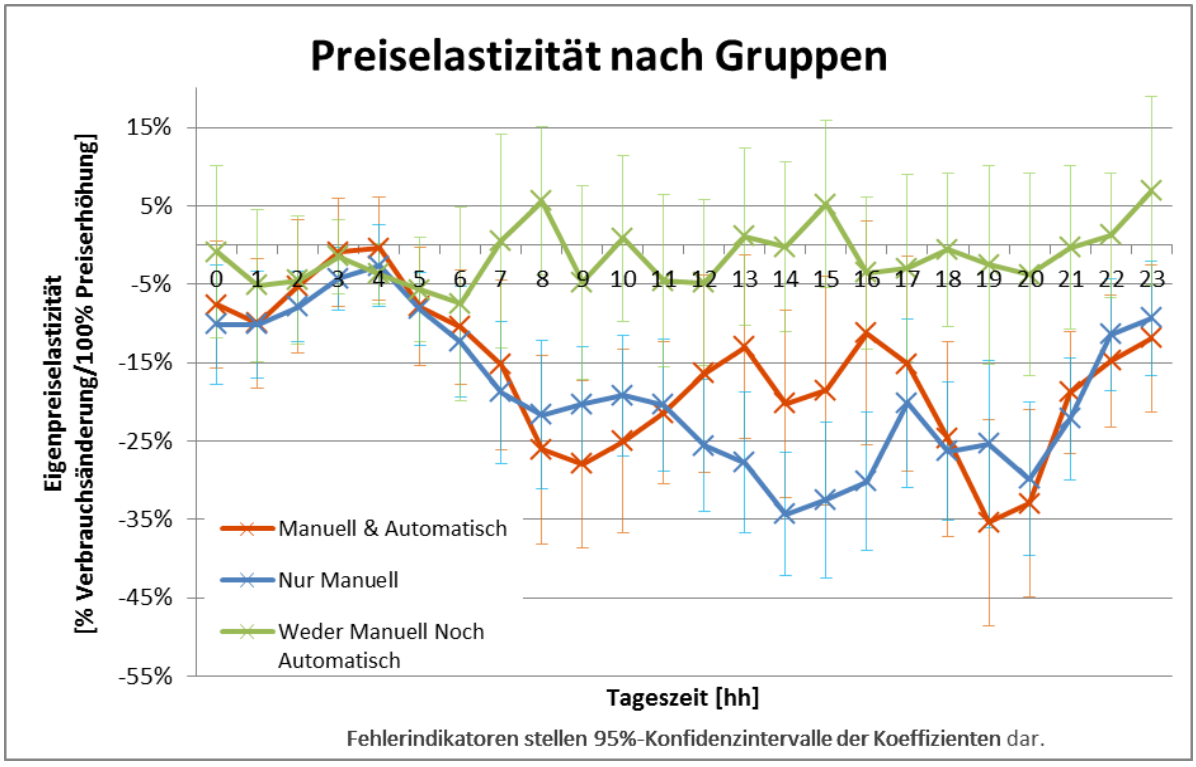


Abbildung 86: Zeitlich aufgelöste Preiselastizitäten nach Gruppen

Die deutlichen Unterschiede in der Preiselastizität je nach Tageszeit spiegeln sich auch in der Analyse je nach Nutzungsgruppe wieder. Deutliche Effekte zeigen sich in der Tageszeit für die Gruppen „Nur Manuell“ und „Manuell & Automatisch“. Preiselastizitäten von über 35% in den Abendstunden sind ein deutlicher Indikator für eine starke Preisreaktion in der Gruppe mit manueller und automatischer Verbrauchsveränderung.

Differenzen in der Mittagszeit zwischen den Gruppen „Nur Manuell“ und „Manuell & Automatisch“ sind zunächst nicht intuitiv erklärbar. Auswertungen bezüglich der in den Befragungen ermittelten Anwesenheitszeiten in beiden Gruppen ergaben keine Unterschiede. Da sich Konfidenzintervalle aber überschneiden, könnte ein solches Ergebnis zufällig entstehen.

Diskussion

Insgesamt ergeben die Ergebnisse ein in sich konsistentes Bild der Preisreaktionen im Feldtest. Die durchschnittliche Preiselastizität von -10,6% zeigt einen deutlichen Preiseffekt auf den Stromverbrauch im Feldtest 3. Im Durchschnitt führte eine 100% Preiserhöhung im Feldtest also zu einer Stromverbrauchsreduktion von 10,6% in der entsprechenden Stunde nach Kontrolle anderer Einflussfaktoren. Im Verhältnis zu anderen ähnlich gearteten Feldtesten liegt dieser Wert fast exakt im Durchschnitt.

Die Preiseffekte auf den Stromverbrauch unterscheiden sich jedoch stark je nach Nutzergruppe und Tageszeit. Nachts sind Effekte nur schwach signifikant. Tagsüber und vor allem in den Abendstunden –

werden Preiselastizitäten von bis zu -18,2% erzielt. Noch deutlicher werden die Effekte bei einer Unterteilung der Haushalte in verschiedene Gruppen je nach selbstberichteter Reaktion. Haushalte, die angaben, sowohl die automatische als auch die manuelle Steuerung genutzt zu haben, erzielten im Durchschnitt Preiselastizitäten von -19,7% und in Spitzenzeiten – in den Abendstunden an Werktagen – Werte von bis zu -35,4%. Besonders hohe Preiselastizitäten gehen mit Zeiten hohen Verbrauchs einher.

Das zeitlich hochaufgelöste Regressionsmodell erklärte 94,7% der Varianz der Stromverbräuche im Feldtest – ein außerordentlich hoher Wert, der auf eine gute Prognosefähigkeit hindeutet. Nur ein relativ geringer Teil hiervon wird jedoch durch den Preiseffekt erklärt[101]. Eine genaue Prognose des Preiseffektes für verschiedene Tarife ist somit zwar im Durchschnitt über viele Tage und ähnlich geartete Haushalte möglich. Für einen einzelnen Tag wird der Preiseffekt aber recht unpräzise bestimmt.

Die Verallgemeinerbarkeit der Ergebnisse wird durch verschiedene Faktoren eingeschränkt. Zunächst muss man sich vor Augen führen, dass die Ergebnisse in einer sehr spezifischen Umgebung entstanden sind. Ausstattung mit einem Energiebutler, täglich variierend stetige und unsystematische Preise im Rahmen von 10 Cent bis 40 Cent sowie Ankündigung der Preise einen Tag im Voraus beeinflussen allesamt die Höhe des Preiseffektes und vermindern die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf Experimente mit anderen Randbedingungen.

Auch ist die Repräsentativität der Teilnehmer im Verhältnis zum Bundesdurchschnitt nicht gegeben.[102] Vermutlich war die teilnehmende Gruppe von Haushalten besonders motiviert, stark auf die Preise zu reagieren, was ebenfalls eine Verallgemeinerbarkeit auf den Durchschnittshaushalt vermindert.

Der recht kurze eingehende Feldtestzeitraum von Juni bis Oktober vermindert ebenfalls die Verallgemeinerbarkeit. Aus dem Feldtest 2 im Projekt moma ist bekannt, dass die Reaktionen im Winter deutlicher als im Sommer ausfielen. Urlaubszeit vieler Haushalte könnte ebenfalls ein Faktor sein, der die Preiseffekte beeinflusst (im August 2012, dem ersten Monat des Feldtests mit Butler, waren in Mannheim noch Schulsommerferien).

Auch sind noch deutlich komplexere Effekte des Preises auf den Verbrauch vorstellbar. Vermutlich beeinflusst die Preisänderung in der einen Stunde auch den Stromverbrauch in einer andere Stunde. Wenn z.B. der Strom um 1 Uhr besonders günstig war ist der Verbrauch vielleicht um 2 Uhr geringer[103].

Die Richtung der Beeinflussung der Ergebnisse durch diese Faktoren ist nicht eindeutig: Die sehr zufällige Preisegestaltung schmälerte wahrscheinlich die Reaktion, während motiviert mitwirkende Haushalte im Feldtest die Reaktion vermutlich vergrößerten. Diese Problematik ist jedoch für Feldtests variabler Strompreise alles andere als außergewöhnlich.

Bereits im Feldtest 2 mit einem simpleren, zweistufigen Tarif zeigte sich in den Verbrauchsdaten ein deutlicher Einfluss der variablen Preise auf den Stromverbrauch der Teilnehmer und Teilnehmerinnen

---

[101] Etwa 1% der Varianz wird durch die Preise erklärt. Der Rest geht auf zeitliche Schwankungen und andere erklärende Variablen zurück.

[102] Siehe Kapitel 5.2

[103] Solche Effekte könnten theoretisch über Kreuzpreiselastizitäten bestimmt werden. Für den Praxistest waren jedoch hinreichend glatte Preisprofile gefordert, so dass Kreuzpreiselastizitäten aufgrund von hoher Autokorrelation nicht bestimmt werden konnten.

gegenüber einem Referenzverbrauch.[104] Etwa 6 bis 8% der elektrischen Last wurde von Hoch- in Niedrigtarifphasen verschoben. Dieses Verfahren konnte jedoch im Gegensatz zu den Berechnungen der Preiselastizitäten in Feldtest 3 Wettereffekte[105] nicht berücksichtigen. Außerdem ist zu beachten, dass dadurch, dass der Tarif für die Teilnehmerinnen und Teilnehmer mehrere Monate gleich war, Sättigungs- oder Gewöhnungseffekte entstehen konnten.

Zusammenfassend bietet die Analyse trotz dieser Einschränkungen neue und interessante Ergebnisse:

Eine zeitliche Auflösung der Preiselastizitäten nach Stunden und Typtagen wie sie hier ermittelt wurde, ist für Deutschland bisher nicht veröffentlicht. Andere Studien kommen nur zu Durchschnittswerten vergleichbar mit unserem Basismodell.

Die differenziertere Analyse verschiedener Haushaltsgruppen zeigt, dass die Verbrauchsreaktion durch eine kleine Gruppe recht stark reagierender Haushalte ausgelöst wird. In diesen Haushalten zeigt sich trotz sehr stochastischer Preisprofile eine überraschend deutliche Verbrauchsreaktion.

Die relativ geringe Präzision der Preiselastizitäten (breite Konfidenzintervalle) vermindert die Genauigkeit eines Prognosetools, das vorausschauend die Reaktion der Haushalte auf den Stromverbrauch berechnet, um durch passend gewählte Preise gewünschte Lastkurven zu erzeugen. Auf Basis einer auf einem längeren Zeitraum und mehr Haushalten basierenden Datenbasis ließe sich eine solche Prognose vermutlich erstellen.

5.5.2 Exkurs:Einfluss eines Smart-Meter-Rollouts sowie der moma-Infrastruktur auf die absolute Höhe des Stromverbrauchs[106]

Im moma-Feldtest wurden in den Haushalten die folgenden, bereits in Kapitel 4 beschriebenen Geräte eingesetzt:

- Elektronische Zähler
- Breitband-Powerline-Modem (BPL-Modem)
- Bidirektionale Kommunikationseinheit (BDKE)
- Energiebutler
- Schaltboxen

In den meisten Fällen war der Grund des Einsatzes dieser zusätzlichen Geräte im Haushalt, dass ein Gerät mit der gewünschten Funktionalität bisher noch nicht verfügbar war bzw. noch nicht über entsprechende Schnittstellen verfügte.

---

[104] Das Referenzprofil wurde über das Standardlastprofil aus dem Versuchsmonat Februar, in dem noch keine variablen Tarif vorlagen, auf den ausgewerteten Monat September umgerechnet

[105] In Praxistest 3 wurden Temperatur, Niederschlag und Sonnenscheindauer kontrolliert

[106] Autoren: Christine Müller, Stefan Sender, Thomas Wolski (Power Plus Communications AG)

Hier soll eine Übersicht über die zusätzliche Leistungsaufnahme durch diese Geräte im Feldtest erfolgen und ein Ausblick gegeben werden, wie diese große Anzahl zusätzlicher Geräte und der damit gegebenenfalls verbundene Strommehrverbrauch in Zukunft gesenkt werden kann.

Für die Messwerterfassung des Stromzählers ist die Installation eines **elektronischen Zählers** erforderlich. Bereits die heutigen elektronischen Zähler haben einen deutlich geringeren Stromeigenverbrauch als die bisher eingesetzten Ferraris-Zähler. Die durchschnittliche Leistungsaufnahme eines Ferraris-Drehstromzählers beträgt 2W pro Phase also 6W gesamt[107]. Der im moma-Feldtest eingesetzte elektronische Stromzähler hat laut Herstellerangabe eine Leistungsaufnahme von 0,7W pro Phase; Messungen bestätigten dies. Hier ist sicherlich in Zukunft noch eine Absenkung der Leistungsaufnahme auf etwa 0,5W pro Phase möglich.

Die Datenübertragung der Zählerdaten erfolgte im moma-Feldtest mittels **Breitband-Powerline-Modem** und **Bidirektionaler Kommunikationseinheit**. Zu Beginn des moma-Projektes mussten hierfür 2 getrennte Geräte verwendet werden (BPL-Modem und BDKE), die zusammen eine Leistungsaufnahme von etwa 6,5W hatten. Im Rahmen des moma-Projektes wurde dann eine integrierte Lösung entwickelt, die beide Funktionalitäten in einem Gerät vereint. Durch diesen Entwicklungsschritt konnte die Leistungsaufnahme bereits auf 3,5W gesenkt werden. Durch Verwendung von Low-Power-Bauteilen und weiterer Optimierung des Gerätedesigns wird zukünftig eine Leistungsaufnahme von unter 2 W möglich sein. Auch eine Integration in die elektronischen Zähler ist denkbar, wodurch die Gesamtleistungsaufnahme nochmals sinken würde.

Der **Energiebutler** ist primär als Software-Service zu sehen, der auf einer definierten Plattform (OGEMA auf entsprechender definierter Hardware) läuft. Für den Feldtest musste auf Grund fehlender standardisierter Geräte und fehlender Schnittstellen in den Kundenhaushalten eine gesonderte Hardware eingesetzt werden, die von PSE für moma entwickelt wurde. Die Energiebutler-Hardware hatte im moma-Feldtest eine Leistungsaufnahme von etwa 5W. Durch Definition von Standard-Schnittstellen und Standard-Plattformen für das Energiemanagement-Gateway (z.B. das im Rahmen von moma entwickelte OGEMA) könnte die Energiebutler-Software auf einer bereits im Haushalt vorhandenen Hardware (z.B. Router) installiert werden, so dass der zusätzliche Stromverbrauch durch die Energiebutler-Software entfallen würde.

In gleichem Maße könnte auf die **Schaltboxen** verzichtet werden, da die Hausgeräte in ihren Steuerungen die meisten Voraussetzungen bereits bereitstellen, um von einem Energiemangement-System gesteuert zu werden. Hier sind insbesondere noch die Kommunikationsschnittstellen zu definieren und entsprechende vereinheitlichte Kommunikationsstandards festzulegen, so dass die Hausgeräte mit dem Energiemanagementsystem interagieren können. Diese Arbeiten wurden im Rahmen von E-Energy bereits begonnen (EE-BUS).

Die Visualisierung und Steuerung des Energiemanagement-Systems wird zukünftig komplett über webbasierte Applikationen über PCs, Tablet PCs oder Smart Phones möglich sein, so dass hierfür keine zusätzlichen Geräte erforderlich sind.

Die folgende Tabelle fasst die hier diskutierten Aussagen noch einmal zusammen:

[107] Angaben nach Betriebserfahrungen der soluvia metering

Geräte	Leistungsaufnahme (in W)				
	vor E-Energy (ohne Energiemagement)		heute (E-Energy) - mit Energie-management	Ausblick mit Energie-management	
	Variante 1	Variante 2		Variante 1	Variante 2
Ferraris-Zähler	6		entfällt	entfällt	
Elektronischer Zähler		2,1	2,1	1,5	
Elektronischer Zähler mit integrierter Kommunikation					<3
BPL-Modem		4			
BDKE		2,5			
BPL-Modem mit integrierter BDKE			3,5	<2	
Energiebutler			5	entfällt (Software läuft auf vorhandener Hardware (z.B. Router)	
Schaltboxen (angenommen 4 Stück pro Haushalt)			6,8	entfällt (Funktionalität wird von den zu steuernden Geräten übernommen)	
Standby der automatisch gesteuerten Haushaltsgeräte[108]			0,5	0,5	
Summe:	6	8,6	17,9	<4	<3,5

Tabelle 8: Entwicklung der Leistungsaufnahme der für das Energiemanagement notwendigen Hardwarekomponenten

Die Leistungsaufnahme und damit auch der Stromverbrauch der moma-Infrastruktur im Haushalt liegt im Vergleich zur heutigen Situation ohne Energiemanagementsysteme höher. Aufgrund der zu erwartenden technischen Entwicklungen sowie der möglichen Integration der Komponenten in andere Systeme ist jedoch zu erwarten, dass die Leistungsaufnahme des Systems (Zähler inkl. Energiemanagementsystem) bis zu einem Faktor 2 unter dem Vergleichswert eines bisher üblichen Ferrariszählers ohne Energiemanagementsystem liegen kann.

[108] Damit die Haushaltsgeräte immer ansteuerbar sind, müssen diese in einem Standby-Modus laufen.

Hochrechnungen

Die Leistungsaufnahme von wenigen Watt mag für einen Haushalt nicht wichtig erscheinen, jedoch ergeben sich bei einigen 100 (Feldtest) oder gar Millionen (Deutschlandweit) Haushalten ganz andere Dimensionen. Im Folgenden wird versucht, den Strommehrverbrauch durch die moma-Infrastruktur in verschiedenen Szenarien abzuschätzen. Die Genauigkeit der Prognosen für die Zukunft ist vor allem dadurch stark begrenzt, dass sich die IT-Technologie sehr schnell entwickelt und es schwer zu sagen ist, welche Technologie- und Wohnkonzepte die Zukunft prägen werden.

Feldtest

Im Feldtest 3 nahmen mehrere Hundert Haushalte teil. In dieser Abschätzung wurden pauschal 1000 Haushalte angenommen. Es wurde angenommen, dass hier alle Ferrariszähler durch elektrische Zähler ausgetauscht wurden, wobei je drei Viertel von ihnen in Drehstrom- und ein Viertel in Wechselstrombetrieb laufen. Breitband-Powerline wird in dieser Aufstellung nicht betrachtet, da durch den Feldtest keine zusätzliche Infrastruktur geschaffen werden musste. Das moma-System (inkl. elektrischer Zähler und Server) benötigt für 1000 Haushalte 75 000 kWh im Jahr. Durch den Austausch der Ferrariszähler durch elektronische Zähler werden aber wieder etwa 44 000 kWh im Jahr eingespart, so dass sich ein **tatsächlicher Mehrverbrauch von 31 974 kWh pro Jahr** ergibt.

Gerätetyp	Anzahl	Leistungsaufnahme/Stk. [Watt]	Stromverbrauch/Jahr [kWh]
CORE-Server	2	700	12.264
VNZ-Server	8	250	17.520
BPL-Gateways (Modem + BDKE)	1.000	3,5	30.660
Elektronische Zähler (0,7 W pro Phase)	1.000	1,75	15.330
abzüglich Stromverbrauch Ferrariszähler (ca. 2 W pro Phase)	1.000	-5	-43.800
Mehrverbrauch pro Jahr			**31.974**

Tabelle 9: Hochgerechneter Jahresstromverbrauch des moma-Systems im Feldtest

Mannheim 2030

Angenommen ein System nach dem Konzept moma würde in ganz Mannheim[109] eingeführt, so müsste eine ausgefeiltere BPL-Infrastruktur innerhalb und außerhalb des Haushalts aufgebaut werden (vgl. Tabelle 10). Durch das moma-System würde der zusätzliche Energiebedarf für Mannheim um circa 3,8 GWh steigen, durch den Austausch der Ferrariszähler durch elektronische Zähler können wiederum über 8,7 GWh pro Jahr eingespart, **so dass es insgesamt zu Einsparungen von fast 5 GWh kommt.**

[109] 170 000 Haushalte

Gerätetyp	Anzahl	Leistungsaufnahme/Stk. [Watt]	Stromverbrauch/Jahr [kWh]
CORE-Server	2	1000	17.520
VNZ-Server	10	300	26.280
BPL-Infrastruktur:			
Headends (HE) (ca. 110 - 120 HH pro HE)	1.100	2,5	24.090
Repeater (ca. 5 RP pro HE)	5.500	2,5	120.450
Installationen im Haus:			
BPL-Gateways (inkl. BDKE) (ø 2,5 Zählpunkte pro Gebäude)	56.000	2	981.120
Elektronische Zähler	200.000	1,5	2.628.000
abzüglich Stromverbrauch Ferrariszähler	200.000	-5	-8.760.000
Einsparpotenzial pro Jahr			-4.962.540

Tabelle 10: Hochgerechneter Jahresstromverbrauch des moma-für Mannheim 2030

Deutschland 2030

Eine Expertenschätzung für die moma-Infrastruktur hochskaliert von Mannheim 2030 auf ganz Deutschland im Jahr 2030 ergibt das in der folgenden Tabelle dargestellt Bild[110]. Durch die moma-Infrastruktur wird deutschlandweit ein Energiebedarf von 850 GWh pro Jahr anfallen. Da die Ferrariszähler umso stärker ins Gewicht fallen, je mehr von ihnen ausgetauscht werden, ergibt sich insgesamt ein Einsparpotenzial von fast 900 GWh pro Jahr.

[110] 15,7 Mio. Gebäude (9,2 Mio EFH, 3,8 Mio. ZFH, 2,7 Mio MFH), 40 Mio Zählpunkte, 35 Mio Haushalte

Gerätetyp	Anzahl	Leistungsaufnahme/Stk. [Watt]	Stromverbrauch/Jahr [kWh]
CORE-Server	420	1000	3.679.200
VNZ-Server	2.200	300	5.781.600
BPL-Infrastruktur:			
Headends (ca. 110 - 120 HH pro HE)	300.000	2,5	6.570.000
Repeater (ca. 5 RP pro HE)	1.500.000	2,5	32.850.000
Installationen im Haus:			
BPL-Gateways (inkl. BDKE) (ø 2,5 Zählpunkte pro Gebäude)	15.700.000	2	275.064.000
Elektronische Zähler	40.000.000	1,5	525.600.000
abzüglich Stromverbrauch Ferrariszähler	40.000.000	-5	-1.752.000.000
Einsparpotenzial pro Jahr in kWh			-902.455.200

Tabelle 11: Hochgerechneter Jahresstromverbrauch des moma-Systems für Deutschland 2030

5.5.3 Indikatoren für Veränderungen des Stromverbrauchs der Feldtestteilnehmer[111]

Einleitung

Leider ist es nicht möglich, hinreichend tragfähige quantitative Aussagen zur Veränderung des Stromverbrauchs der Versuchsgruppe im moma-Projekt zu machen[112]. Trotzdem wird hier anhand von Indikatoren versucht, Hinweise auf Art und Größe möglicher Veränderungen zusammenzutragen.

Datengrundlage zur Ermittlung der Indikatoren sind die von der MVV jährlich gemessenen Jahresverbräuche für die Verbrauchsabrechnungen der Kundinnen und Kunden sowie die im Feldtest gemessenen Lastgänge.

Da der Verbrauch stark von der Temperatur und damit der Jahreszeit abhängig ist, sind Hochrechnungen aufs Jahr basierend auf einigen Monaten wenig aussagefähig. Deshalb wurden geschätzte Jahresverbräuche nicht herangezogen und nur solche in Betracht gezogen, bei denen ein Haushalt über volle 12 Monate gemessen wurde.

[111] Autorin: Corinna Schmitt

[112] Dafür gibt es folgende Gründe: die schließlich nur 3-monatige Versuchszeit erlaubt keine Hochrechnung auf das ganze Jahr. Zudem gelang es leider nicht, vor dem Start des Praxistests monatliche Messdaten parallel von Versuchs- und Kontrollgruppe zu erfassen.

Indikator 1: Vergleich mit Verbrauchsdaten der Jahre 2009 und 2010

Deshalb wurde vorrangig auf die Jahresverbrauchsdaten der Haushalte der Jahre 2009 und 2010 zurückgegriffen, für die eine hinreichende Anzahl real gemessener Jahresverbrauchsdaten sowohl für Haushalte aus der Kontrollgruppe (102 Haushalte) als auch der Versuchsgruppe (344 Haushalte) vorliegen. Positiv zu bewerten ist dabei, dass das Jahr 2009 sich sowohl im Jahres- als auch im 3-Monatsmittel von August bis Oktober in Hinblick auf Temperatur, Sonnenscheindauer und Niederschlag nicht wesentlich vom Jahr 2012 unterscheidet.[113] Nachteilig ist hingegen, dass der Vergleichszeitraum gegenüber 2012 schon vergleichsweise weit zurückliegt, und damit auch andere Veränderungen bei den Haushalten Einfluss haben können, die nicht kontrolliert sind (z.B. Anzahl der Mitglieder im Haushalt, Ausstattung mit Elektrogeräten). Für das Jahr 2011 liegt keine hinreichende Zahl von Jahresverbrauchsdaten für die Kunden und Kundinnen vor, u.a. aufgrund des Wechsels der Zähler in diesem Zeitraum.

Um den Indikator weniger abhängig von Ausreißern zu machen, wurden Haushalte mit einem Energieverbrauch von weniger als 100 kWh/a (2) oder mehr als 10 000 kWh/a (8) ausgeschlossen. Ebenso wurden die Haushalte aus der Auswertung ausgeschlossen, für die es keine gemessenen Feldtestdaten für den Zeitraum August bis Oktober gab.

Setzt man die Zahlen nun ins Verhältnis, kommt man zu dem Ergebnis, dass die Versuchsgruppe im Jahr 2009 17,5% mehr Strom benötigte als die Kontrollgruppe. Im Feldtest benötigte sie 16% mehr Strom. Wenn man also annimmt, dass das Verhältnis von benötigtem Strom von August bis Oktober zum ganzen Jahr in beiden Gruppen etwa gleich ist (also die Kontrollgruppe nicht üblicherweise sehr viel mehr Strom im Sommer/Herbst bezieht als die Versuchsgruppe), hat sich das Stromverbrauchsverhalten in beiden Gruppen ähnlich entwickelt.

Vergleichbare Ergebnisse erzielt man, wenn man das Jahr 2010 oder das Zwei-Jahresmittel 2009/2010 heranzieht, wie die folgende Tabelle zeigt.

	Anzahl nutzbarer Jahresverbrauchs-daten Versuchs-/Kontrollgruppe	Mittlerer Jahresstrom-verbrauch Versuchs-/Kontrollgruppe kWh	Mittlerer 3-Monatsstrom-verbrauch im Feldtest Versuchs-/Kontrollgruppe* kWh	Verhältnisse Jahresstrom-verbrauch Versuchs-/Kontroll-gruppe	Verhältnis 3-Monatsstrom-verbrauch im Feldtest Versuchs-/Kontrollgruppe
2009	315 / 90	3690 / 3141	821 / 708	1,175	1,160
2010	299 / 91	3637 / 3243	815 / 730	1,120	1,116
2 Jahres-mittel 2009/2010	267 / 79	3665 / 3226	816 / 722	1,136	1,130
*jeweils die Durchschnittswerte derjenigen, für die auch Jahresverbrauchswerte vorlagen.					

Tabelle 12: Übersicht über durchschnittlichen Jahresstromverbrauch und Verbrauch im Feldtest

[113] Basierend auf Wetterdaten von wetter-online.de

Eine Verbrauchsreduktion durch die moma-Architektur lässt sich nicht – oder wenn, nur in verschwindend geringem Maße – feststellen. Dieser Unterschied von 0,4-1,5% in den drei Vergleichen stützt die Aussage, dass sich keine starke Abweichung im Stromverbrauch zwischen Kontroll-und Versuchsgruppe feststellen lässt.

Indikator 2: Unterschiedliche Entwicklung der Monatsverbräuche in den 3 Versuchsmonaten

Es gab eine Untergruppe aus 42 Verbrauchshaushalten, für die variable Preise, automatische Steuerung und Feedback-System erst im August freigeschaltet wurden, deren Stromverbrauch aber über einen längeren Zeitraum gemessen wurde. Zudem gibt es 73 Kontrollhaushalte, für die bereits ab Mai Verbrauchsdaten vorliegen.

Die folgende Tabelle zeigt den über die Haushalte der jeweiligen Gruppe gemittelten Verbrauch je Monat und die Differenz zwischen den beiden Gruppen für den Vor-Test-Zeitraum Mai bis Juli und den Feldtestzeitraum von August bis Oktober.

	Mittlerer Verbrauch der Haushalte [kWh]		
Monat	**variable Preise und automatische Steuerung ab August (42)**	**nie variable Preise und automatische Steuerung (Kontrollgruppe) (73)**	**Differenz**
Mai	285	211	35%
Juni	270	193	40%
Juli	277	200	39%
August	266	190	40%
September	266	187	42%
Oktober	317	235	35%

Tabelle 13: Übersicht über den monatlichen Energieverbrauch für zwei Gruppen vor und während Feldtest 3

Die erste Gruppe benötigt deutlich (35-42%) mehr Energie als die Kontrollgruppe. Dies änderte sich auch nicht im Feldtestzeitraum, als diese Gruppe variable Preise und ein Strom-Feedback-System hatte. Die Schwankungsbreite änderte sich auch nicht wesentlich. Dieses Ergebnis, dass eine Verbrauchsreduzierung nicht erkennbar ist, ist konsistent mit dem ersten Indikator.

Vergleich mit dem Mehrverbrauch durch die moma-Infrastruktur

Aus dem Exkurs zum Stromverbrauch der moma-Infrastruktur (siehe weiter oben) ergibt sich, dass Breitband-Powerline-Modem mit integrierter Bidirektionaler Kommunikationseinheit (BDKE), Energiebutler und 2 Schaltboxen den Haushalt mit zusätzlichen 11,9 W belasten. Während des Feldtestzeitraums führt das zu einem Energieverbrauch von etwa 26 kWh[114]. Bei Austausch eines Ferrariszählers mit einem elektronischen Zähler können jedoch 8,4 W eingespart werden.

[114] 24*(31+30+31)*11,9/1000

Beim ersten Indikator wurde der Stromverbauch in einem Jahr, in dem in der Regel noch ein Ferrariszähler eingebaut war, mit dem Feldtestzeitraum verglichen. Das heißt der Haushalt wurde durch die Infrastruktur mit 26 kWh belastet, aber sparte durch den energieärmeren Zähler 18,5 kWh[115]. Die tatsächliche Mehrbelastung durch das moma-System liegt damit bei 7,8 kWh im gesamten Feldtestzeitraum. Das macht bei insgesamt 820 kWh 0,9% des Energieverbrauchs aus. Im Vergleich ging der Stromverbrauch in der Versuchsgruppe leicht (0,4% bis 1,5%) zurück, obwohl er um etwa 1% hätte ansteigen sollen. Dies erhärtet den Verdacht, dass es zu einer ganz geringen Verbrauchsreduktion in der Versuchsgruppe gekommen sein könnte, allerdings ist dies mit einer großen Unsicherheit behaftet.

Im zweiten Fall war der elektronische Zähler schon in der ersten Vergleichsphase von Mai bis Juli installiert. Das bedeutet es kam nicht zu Einspareffekten durch einen Austausch des Zählers. Das bedeutet, ein Haushalt, bei dem das moma-System nicht eingeschaltet war, wurde während der Feldtestphase mit monatlich circa. 8,7 kWh[116] belastet.[117] Dies macht bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 280 kWh im Monat 3% am Stromverbrauch aus. Ein solcher Anstieg ist nicht in Tabelle 13 zu verzeichnen und ist konsistent mit der geringen Verbrauchsreaktion von wenigen Prozent, die der erste Indikator vermuten lässt.

Fazit

Die beiden genannten Indikatoren weisen darauf hin, dass der Verbrauch in der Versuchsgruppe ob mit oder ohne moma-System (automatische Steuerung, variable Preise, Stromvisualisierung) gleich bleibt oder sich nur zu einem verschwindend geringen Teil ändert. Die Indikatoren können nur Hinweise sein, da die Messzeiträume Sommer/Herbst und ganzes Jahr schwer vergleichbar sind und nur eine geringe Anzahl an parallelen Messungen von Versuchs- und Kontrollgruppe vorliegen.

5.6 Ergebnisse der Feldtests - Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse aus dem dritten Feldtest[118]

Produktattraktivität

Tarif

Besonders interessant ist das hohe Interesse an der (Weiter-)Nutzung eines variablen Tarifs, der sich vollkommen von dem derzeit üblichen statischen Tarif unterscheidet. Eine Akzeptanzstudie des Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung kam zu dem Ergebnis, dass nur 25% der Befragten einen dynamischen Tarif einem statischen vorzögen.[119] Ein Wert, der in unserer Abschlussbefragung selbst in der Kontrollgruppe um 10% übertroffen wird. In der Versuchsgruppe, die mit einem hochkomplexen, stündlich wechselnden und weitestgehend stochastischen Tarif zu tun hatte, ist der Wunsch einen variablen Tarif

[115] 24*(31+30+31)*8,4/1000

[116] 24h*(30,5)*11,9W

[117] Angenommen wird, dass Haushalte vor der Praxistestphase nicht einzelne oder alle Komponenten eingeschaltet oder in Standby hatten

[118] Autorin: Corinna Schmitt

[119] Fraunhofer ISI, *Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse*, 2012, zu finden unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2012_Dynamische-Stromtarife_final_v1.pdf?WSESSIONID=86fea32b656016d6bf062dcdf16318da (zuletzt aufgerufen am 20.3.2013)

weiter zu nutzen mit 48% sogar doppelt so hoch.[120] Nur etwa 10% der Befragten würden einen variablen Tarif definitiv ablehnen. Dies ist besonders daher überraschend, da durch die Stochastik der Tarife es für die Haushalte nicht möglich war, vorauszuahnen[121], wie der Tarif sich in den kommenden Tagen entwickeln würde. Die Motivation liegt in beiden Gruppen besonders im Finanziellen (Geld sparen), doch gerade in der Kontrollgruppe werden auch klassische „grüne" Gründe (erneuerbare Energien fördern, Klimaschutz) dafür angeführt.

Automatische Steuerung

Die Automatisierung des Eigenheims ist noch weit von einer marktreifen und wirtschaftlichen Komplettlösung entfernt. Ausgefeilte Einzelprojekte zielen eher darauf ab, die technische Machbarkeit zu zeigen.[122] Auf dem Markt gibt es erst seit wenigen Jahren vereinzelt Smart-Grid-fähige Weiße Ware (beginnend mit den Kühlschränken von Liebherr, die im E-Energy-Projekt MeRegio eingesetzt wurden)[123].[124] Die Integration der Automatisierung in Haushaltsgeräte schien auch für die Versuchsgruppe in diesem Projekt wichtig zu sein und stellt somit einen wichtigen Schritt in Richtung Marktreife der automatischen Steuerung dar. Der modulare Aufbau in der hier eingesetzten Form bestehend aus Energiebutler und Schaltbox wurde als wenig hilfreich empfunden, wie der seltene Einsatz der automatischen Steuerung sowie die geringe Zahlungsbereitschaft hierfür zeigen. Auf Grund der Komplexität der Bedienung, kann allerdings keine Aussage darüber getroffen werden, ob dies am modularen System liegt oder an der schwierigen Bedienbarkeit im Allgemeinen.[125]

Stromvisualisierung

Im vom BMBF geförderten *intelliekon-Projekt*[126], das 2008 startete und während seiner Laufzeit 2000 Haushalte befragte, die zum Teil mit Stromverbrauchsfeedback und später auch mit variablen Preisen ausgestattet wurden, wird von einer Zahlungsbereitschaft für ein Feedbacksystem für Stromverbrauchsinformationen bei etwa zwei Drittel der Teilnehmenden berichtet. Die Zahlungsbereitschaft steigt noch, wenn „die Menschen Erfahrung mit dem Feedback sammeln [hatten] können"[127]. 50% *aller* Befragten, seien bereit bis zu 2€ im Monat für ein Internetportal zu bezahlen, 6% sogar noch 5€. Für eine schriftliche (nicht digitale) Verbrauchsmeldung würden 25% der Befragten ebenfalls 2€ im Monat bezahlen.

Im moma-Feldtest 3 hingegen ist laut Abschlussbefragung nur ein Drittel der Versuchshaushalte und ein Fünftel der Kontrollhaushalte bereit für Feedback tatsächlich Geld auszugeben. Dies scheint allerdings nicht

---

[120] Dynamische Tarife entsprechen sogar noch eher den simpleren Tarifen aus Praxistest 2. Die Zustimmung im Praxistest 3 erfolgt also für einen noch komplexeren Tarif.

[121] Wie es vielleicht möglich wäre, würde der Preis sich an Sonneneinstrahlung, Windstärke oder Verbrauchsprognosen orientieren würde. Mehr als nur vorauszuahnen wäre der Tarif bei einer besonderen täglich oder typtäglich wiederkehrenden Systematik (wie im Feldtest 2).

[122] Vergleiche hierzu Strese et. al., Smart Home in Deutschland - Untersuchung im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zum Programm Next Generation Media (NGM) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2010, zu finden unter http://www.iit-berlin.de/veroeffentlichungen/iit-studie-smart-home (zuletzt aufgerufen am 14.3.2013)

[123] http://www.meregio.de/index.php?page=partner-entwicklung (zuletzt aufgerufen am 13. 12.2012)

[124] Angebote gibt es dazu zum Beispiel auch von Miele http://www.miele.de/de/haushalt/produkte/1312.htm

[125] Vgl. Kapitel 5.3 Nutzung und Bewertung der automatischen Steuerung

[126] http://www.intelliekon.de/ (zuletzt aufgerufen am 28.2.2013)

[127] Intelliekon Ergebnisbericht – November 2011, S. 11: http://www.intelliekon.de/ergebnisse/downloads/307_Ergebnisbericht_RZ_klein_sortiert.pdf

unmittelbar mit der Qualität des im Feldtest bereitgestellten Feedbacks zu tun zu haben, hat sich doch die Zahlungsbereitschaft im Vergleich zur Auftaktbefragung mehr als verdoppelt und wurden doch viele der bereitgestellten Informationen von mehr als der Hälfte der Leute als interessant empfunden. Auffällig ist, dass die moma-Teilnehmerinnen und –Teilnehmer ein recht hohes Nettohaushaltseinkommen haben, die Zahlungsbereitschaft also nicht aus Budgetgründen gering ist. Vielmehr scheint eine Stromverbrauchsvisualisierung für nicht wenige Kunden zu einem abgerundeten Servicepaket der Stromversorger zu gehören.[128]

Dass ein Preis von bis zu 2€ im Monat akzeptabel scheint, kann auch im dritten moma-Feldtest festgestellt werden, wenn auch nur 20% (gegenüber 50% im *intelliekon-Projekt*) in der Versuchsgruppe bereit wären, diesen Preis zu zahlen.

Aus der Abschlussbefragung ging hervor, dass sowohl Metering Portal, als auch moma App über den Lauf des Feldtests immer weniger genutzt wurden. Dies ist konsistent mit Auswertungen des *intelliekon-Projektes*. Dort „stellten die Wissenschaftler(innen) fest, dass die Feedbackinformationen von den meisten Menschen nur in den ersten zwei Monaten des Feldtests abgerufen wurden…“, während nur 5% es durchgängig nutzte. Jedoch blieben im moma-Projekt deutlich mehr über zwei Monate hinaus am Ball. Ungefähr ein Viertel der teilnehmenden Haushalte nutzte nach dem ersten Login, der für einige bereits im Januar 2012 lag, das Metering Portal jeden Monat mindestens einmal.

Verbrauchsdatenauswertung auf Geräteebene

Für die im Feldtest automatisch steuerbaren Geräteklassen Geschirrspülmaschine, Waschmaschine und Trockner konnte eine deutliche Nutzerreaktion auf die variablen Preise nachgewiesen werden.

Bei der zeitlichen Verteilung der im Feldtest gemessenen Gesamtlast der FPS-Geräte zeigt sich eine bevorzugte Nutzung der FPS-Geräte in Niedrigpreisphasen zulasten einer Nutzung in Hochpreisphasen. Es ergaben sich mit dem Basismodell (vgl. Kapitel 5.5.1) auch sehr hohe Preiselastizitäten, die etwa 10 Mal größer sind als auf Haushaltsebene.[129]

Diese beiden Ergebnisse gepaart mit der absoluten Höhe des Stromverbrauchs der untersuchten FPS-Geräte sind ein Hinweis darauf, dass diese sowohl in Hinblick auf Einspar- als auch Lastverschiebungspotenziale die dominierenden Größen im Haushalt sind. Dazu passt, dass in den Haushaltsbefragungen diese Geräte (Waschtrockner, Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine) auch manuell am häufigsten in Abhängigkeit vom Preis in der Nutzung verschoben wurden.

Bei allen drei FPS-Gerätetypen konnten aus dieser Reaktion resultierende Kostenvorteile für den Verbraucher erzielt werden. Im Mittel über alle Haushalte wurden 30-40% der Breite der Preisverteilung als Kostenvorteil realisiert. Die Verteilung der Vorteile zwischen den Haushalten ist dabei sehr unterschiedlich: Während bei Haushalten, die Preisanreize ignoriert haben, kein Kostenvorteil entstanden ist, können Haushalte mit effizienter Lastverschiebung sogar fast das Doppelte sparen.

[128] Siehe dazu auch die in Kapitel 5.2 genannten Gründe, nicht für das moma-System bestehend aus automatischer Steuerung und Feedbacksystem zu zahlen.
[129] Es ist hierbei zu beachten das Preiselastiziäten für einzelne Geräteklassen weniger aussagekräftig sind, als für den Gesamthaushalt (siehe hierzu auch Kapitel 5.4)

Es wurden Hinweise gefunden, dass eine Verlagerung von Geräten in die Nachtstunden hinein eher bei Haushalten geschah, die die automatische Steuerung benutzten, als wenn ausschließlich manuell geschaltet wurde. Bei variablen Strompreisen mit einer stärkeren zyklischen Regelmäßigkeit im Tagesablauf, wie z.B. heutigen Strombörsenpreisen, kann erwartet werden, dass diese zusätzliche Flexibilität durch Automatik stärker genutzt wird und den Stromkunden einen Zusatzvorteil gegenüber der rein manuellen Lastverlagerung bietet.

Ermittelte Preiselastizitäten auf Haushaltsebene

Preiselastizitäten der Testhaushalte

Im Feldtest reagierten die Haushalte auf den variablen Stromtarif vor allem durch manuelle Schaltung und Verschiebung des Einsatzes von Geräten. Diese Reaktion spiegelt sich in den mittels einer Regressionsanalyse berechneten Preiselastizitäten wider. Während über alle Tage und Stunden über alle Versuchshaushalte eine Preiselastizität von -10,6% ermittelt wurde[130] – ein Wert, der im Vergleich zu anderen ähnlich gearteten Feldtesten fast exakt im Durchschnitt liegt – kann man in einer stündlichen Auflösung erkennen, dass nachts nicht oder kaum auf den Preis reagiert wurde. Die Reaktion an Werktagen zeigt, dass die Preiselastizität mit dem typischen Verbrauchsprofil (Standardlastprofil) korreliert, somit insbesondere stark reagiert wurde, wenn die Menschen anwesend und wach waren, und daher der Verbrauch ohnehin hoch ist. In den frühen Abendstunden lag die Preiselastizität für alle Haushalte an Werktagen bei bis zu -18,2%, an Sonntagen sogar bis zu -31,6%.

Preiselastizitäten für besondere Nutzungsgruppen

Auf Basis der Haushaltsbefragung wurden 4 unterschiedliche Nutzergruppen gebildet:

	Automatik genutzt	**Automatik nicht genutzt**
Manuell Geräte verschoben	37	82
Nicht Manuell Geräte verschoben	10	33

Tabelle 6: Anzahl Haushalte je Gruppe nach Nutzung der Automatik und manueller Verschiebung

Bei der Untersuchung der einzelnen Nutzergruppen ergab sich, dass für die Haushalte, die angaben, manuell Gerätenutzung zu verschieben, die Preiselastizitäten selbst an Werktagen auf bis zu -35% kletterten. Haushalte, die zusätzlich zur manuellen Gerätesteuerung auch die automatische Steuerung zur Ausnutzung des optimalen Preissignals verwenden, fällt die Preisreaktion nochmal leicht höher aus.

Bedeutung der Preisreaktion

Die Art der Reaktion lässt sich nicht aus der einfachen Eigenpreiselastizität ablesen. Sie umschließt sowohl eine Verschiebung der Gerätenutzung von Hochpreis- in Niedrigpreisphasen als auch ersatzloses Abschalten der Geräte in Hochpreisphasen oder gar das zusätzliche Einschalten von Geräte in Niedrigpreisphasen. Aus der Haushaltsbefragung geht jedoch hervor, dass die meisten Gerätenutzung verschieben und nur wenige Geräte ausschalten.[131] Außerdem wurde auf Geräteebene eine

[130] Im Durchschnitt führte eine 10%ige Preiserhöhung im Feldtest also zu einer Stromverbrauchsreduktion von 1,06% in der entsprechenden Stunde nach Kontrolle anderer Einflussfaktoren.

[131] Siehe dazu Abschnitt Manuelle Geräteverschiebung aufgrund des Tarifs in Kapitel 5.2

Lastverschiebung nachgewiesen. Diese Faktoren unterstützen die These, dass die Preiselastizität überwiegend die Verschiebung von Lasten widerspiegelt[132].

Bereits im Feldtest 2 mit einem simpleren, zweistufigen Tarif zeigte sich in den Verbrauchsdaten ein deutlicher Einfluss der variablen Preise auf den Stromverbrauch der Teilnehmer und Teilnehmerinnen gegenüber einem Referenzverbrauch. Etwa 6 bis 8% der elektrischen Last wurde dabei von Hoch- in Niedrigtarifphasen verschoben. [133]

Prognosefähigkeit

Das zeitlich hochaufgelöste Regressionsmodell erklärte 94,7% der Varianz der Stromverbräuche im Feldtest – ein außerordentlich hoher Wert, der auf eine gute Prognosefähigkeit hindeutet. Nur ein relativ geringer Teil hiervon wird jedoch durch den Preiseffekt erklärt[134].

Die relativ geringe Präzision der Preiselastizitäten (breite Konfidenzintervalle) vermindert die Genauigkeit eines Prognosetools, das vorausschauend die Reaktion der Haushalte auf den Stromverbrauch berechnet, um durch passend gewählte Preise gewünschte Lastkurven zu erzeugen.

Eine genaue Prognose des Preiseffektes für verschiedene Tarife ist somit zwar im Durchschnitt über viele Tage und ähnlich geartete Haushalte möglich. Für einen einzelnen Tag wird der Preiseffekt aber recht unpräzise bestimmt. Auf einer auf einem längeren Zeitraum und mehr Haushalten basierenden Datenbasis ließe sich die Präzision der Prognose vermutlich erhöhen.

Fazit

Eine zeitliche Auflösung der Preiselastizitäten nach Stunden und Typtagen wie sie hier ermittelt wurde, ist für Deutschland bisher nicht veröffentlicht. Andere Studien kommen nur zu Durchschnittswerten vergleichbar mit unserem Basismodell.

Die differenziertere Analyse verschiedener Haushaltsgruppen zeigt, dass die Verbrauchsreaktion durch eine relativ kleine Gruppe recht stark reagierender Haushalte ausgelöst wird. In diesen Haushalten zeigt sich trotz sehr stochastischer Preisprofile eine überraschend deutliche Verbrauchsreaktion.

Eine genaue Prognose des Preiseffektes für verschiedene Tarife ist zwar im Durchschnitt über viele Tage und ähnlich geartete Haushalte möglich. Für einen einzelnen Tag wird der Preiseffekt aber recht unpräzise bestimmt. Auf einer auf einem längeren Zeitraum und mehr Haushalten basierenden Datenbasis ließe sich die Präzision der Prognose vermutlich erhöhen.

Veränderung des absoluten Stromverbrauchs auf Haushaltsebene

Auf Grund der verkürzten Feldtestphase ist es nicht möglich, hinreichend tragfähige quantitative Aussagen zur Veränderung des Jahresstromverbrauchs der Versuchsgruppe im moma-Projekt zu machen. Jedoch weisen zwei untersuchte Indikatoren darauf hin, dass sich in der Versuchsgruppe der absolute Stromverbrauch gegenüber der Kontrollgruppe nicht änderte. Danach hätte sich der geringe Mehrverbrauch

---

[132] Wobei beispielsweise eine ersatzlose Reduktion in Zeiten hoher Preise und Mehrverbrauch in Zeiten niedriger Preise nicht auszuschließen sind.

[133] Siehe zu diesen Ergebnissen den Abschlussbericht zum 2. Feldtest (IFEU, MVV: Ergebnisbericht des Praxistests „Flexibler Strompreis“ (Praxistest 2), moma-Bericht, Mannheim, März 2012)

[134] Etwa 1% der Varianz wird durch die Preise erklärt. Der Rest geht auf zeitliche Schwankungen zurück.

durch die moma-Infrastruktur von etwa 1-3% des Haushaltsstromverbrauchs mit geringfügigen Einsparungen etwa die Waage gehalten.

Übertragbarkeit der Ergebnisse

Wie Kapitel 5.2 zeigt, unterscheiden sich die untersuchten Haushalte in typischer Personenzahl, Wohnungsgröße, Haushaltseinkommen und Besitzverhältnis deutlich vom bundesdeutschen Mittel. Sofern man von denjenigen, die den Auftaktfragebogen ausfüllten, auf den gesamten Haushalt schließen kann, deckt die Versuchsgruppe auch nicht alle Altersgruppen repräsentativ ab und hat einen deutlich höheren (Aus-)Bildungsstand als der Bundesdurchschnitt. Die Fragebögen beantworteten häufiger Männer als Frauen. Diese Unterschiede sind auf das selbst-selektieve Auswahlverfahren der Versuchsgruppe im moma-Projekt zurückzuführen und lassen darauf schließen, dass die untersuchte Bevölkerungsgruppe (männliche, studierte Hausbesitzer zwischen 40 und 80 Jahren mit einem Nettohaushaltseinkommen von 2000€ im Monat oder mehr), die Gruppe ist, die sich (im Moment) für dynamische Tarife und/oder automatische Steuersysteme am ehesten interessiert (siehe Abschnitt Produktattraktivität).

Dies bedeutet aber auch, dass Ergebnisse des Feldtest 3, sich nicht ohne Weiteres auf Gesamtdeutschland übertragen lassen, da weite Teile der Bevölkerung (darunter Frauen, Nicht-Akademiker, 20-40-Jährige) nur unzureichend in der Versuchsgruppe (und der Kontrollgruppe) vertreten sind.

Die Verallgemeinerbarkeit der Ergebnisse wird hinzukommend erschwert durch einige Faktoren des Feldtest-Designs: Ausstattung mit dieser speziellen automatischen Steuerung und den verwendeten Feedbacksystem, die stündlich wechselnden, stochastischen Preise, die zur Bestimmung der Preiselastizitäten dienten. All diese Komponenten waren nicht marktoptimiert und werden in zukünftigen Geschäftsmodellen vermutlich anders ausgestaltet werden.

Der recht kurze eingehende Feldtestzeitraum von August bis Oktober vermindert ebenfalls die Verallgemeinerbarkeit. Aus dem Feldtest 2 im Projekt moma ist bekannt, dass die Reaktionen im Winter deutlicher als im Sommer ausfielen. Die Sommerurlaubszeit vieler Haushalte könnte ebenfalls ein Faktor sein, der die Preiseffekte beeinflusst, besonders da im August 2012, dem ersten Monat des Feldtests mit Butler, in Mannheim noch Schulsommerferien waren.

Die Richtung der Beeinflussung der Ergebnisse durch diese Faktoren ist nicht eindeutig: Die sehr zufällige Preisgestaltung schmälerte wahrscheinlich die Reaktion, während motivierte mitwirkende Haushalte im Feldtest die Reaktion vermutlich vergrößerten. Diese Problematik ist jedoch für Feldtests variabler Strompreise alles andere als außergewöhnlich.

5.7 Exkurs: Übergang vom Feldtest zur technischen Simulation[135]

In den vorhergehenden Kapiteln wurden die Idee des zellular aufgebauten Energiesystems und dessen praktische Verwirklichung beschrieben. In diesem Kapitel (Kapitel 5) wurde auf die Erkenntnisse aus dem dritten Mannheimer Feldtest eingegangen, der auf diesem zellularen Ansatz und einem preisanreizbasierten Lastmanagement basierte.

Wie bereits in der Einleitung erwähnt, wurden ein Teil der Feldtestergebnisse in eine technische Simulation (technische Simulation in einer Verteilnetzzelle, Kapitel 6.2) eingebracht, die wiederum die Basis für eine

[135] Autorenschaft: Jan Ringelstein (IWES), Corinna Schmitt (IFEU)

ökonomische und ökologische Auswertung bietet (Kapitel 7). Dazu gehörten der typische Verbrauch von FPS-Geräten und die typische Ausstattung eines Haushalts mit weißer Ware.

Das Ziel der Simulationen war allerdings nicht, den Feldtest nachzubilden, sondern weitergehende Erkenntnisse zu gewinnen. Dies führte dazu, dass die Ergebnisse von Feldtest und Simulation nicht direkt vergleichbar sind. Dies gilt sowohl für energetische als auch wirtschaftliche oder ökologische Ergebnisse, die sich aufbauend auf die Simulation in einer Verteilnetzzelle ergeben.

Dazu tragen im Wesentlichen folgende Gründe bei:

- In den Simulationen werden Szenarien betrachtet, die sich auf das Jahr 2030 beziehen, während im 3. Feldtest die Situation im Jahr 2012 untersucht wurde.
- In den Simulationen wurden nur die automatischen Energiebutler-Reaktionen der gemanagten FPS und SOC-Geräte (also „weiße Ware“), jedoch ohne Einschränkungen durch Kundeneingriffe, betrachtet. Im Feldtest gab es hingegen nur wenige Butler-geschaltete Geräte, sondern fast ausschließlich manuelle Steuerungen. Im Feldtest wurden zudem auch viele andere Geräte außer FPS-Geräten von den Kunden nach dem Preis geschaltet, dafür jedoch keine SOC-Geräte.
- Im Feldtest wurde mit dem nahezu stochastischen moma-Tarif ein gänzlich anderer Tarif als in den Simulationen verwendet. Dort richteten sich die Tarife nach angenommenen EEX-Börsenpreisen der Zukunft.

Die relevanten Unterschiede zwischen Simulation und Feldtest lassen sich detaillierter unterteilen in Unterschiede im Szenario und (modell)-technische Unterschiede. Beide Arten werden im Anhang näher beschrieben.

6 Beschreibung und Ergebnisse der Simulationen

6.1 Einordnung der Simulationen in den moma-Gesamtkontext[136]

Die Bewältigung der Volatilität erneuerbarer Energien, neuer vielfältiger Energieflüsse erneuerbarer Energiequellen, neuer Formen der Organisiertheit im Umfeld einer einerseits lastferneren Erzeugung und anderseits dezentraler Erzeugung bis in die Liegenschaften sowie einer komplexeren Steuerung mit bidirektionalen Energieflüssen zwischen den verschiedenen Netzebenen erfordert die Erschließung von Flexibilitäten mit neuen Marktmechanismen gegenüber dem heutigen Energiemengenmarkt.

Flexibilitäten werden durch Erzeugungs- und Verbrauchsmanagement, durch verschiedenste Speicherpotenziale, mittels Spartenverbundsteuerung von Elektrizität, Gas und Wärme sowie auch durch Export-/Importmechanismen zwischen Regionen und Netzebenen erschlossen.

Das Projekt moma konzentrierte sich zur Flexibilitätserschließung insbesondere auf thermische Speicherpotenziale von Kälte- und Wärmeanlagen sowie auf nicht speicherbehaftete Geräte im Haushalt. Um die Kundenakzeptanz in einer Massenanwendung untersuchen zu können, wurden dabei in der Gruppe der Kälteanlagen nur Kühlschränke und Gefrierschränke im Haushaltsbereich zur Laststeuerung eingesetzt. Dies erfolgte insbesondere im Feldtest Mannheim. Zur Nutzung von Wärmepotenzialen zur Erzeugungsbeeinflussung wurden Gebäudewärmekapazitäten mittels einer Studie an der TU Dresden untersucht und im Weiteren deren technische Nutzbarkeit zur Erzeugungsbeeinflussung im Feldtest Dresden in einem Gebäude mit Blockheizkraftwerk sowie durch Steuerung einer Wärmeübertragungsstation auf Grundlage der Wärmekapazitätsnutzung eines an das Fernwärmenetz angeschlossenen Gebäudes evaluiert.

Die Laststeuerung für speicherbehaftete und nicht speicherbehaftete Geräte der weißen Ware wurde durch ein anreizbasiertes Verfahren auf Grundlage von variablen Tarifen umgesetzt. Dabei wurde der variable Tarif zur Beschaffungsoptimierung des Lieferanten im Geschäftsmodell GHM-L mit dem variablen Tarif des Netzbetreibers im Geschäftsmodell NLM kombiniert. Während die Prozesse zur Bildung und Lieferung des variablen Tarifes des Lieferanten auf Grundlage von EEX-Preisprognosen, die Tarifübersendung an den Kunden bis hin zur Gerätesteuerung automatisiert im Feldtest abgewickelt werden konnten, erfolgte die Beschaffung noch nicht durch reale Börsenprozesse.

Die Energiebeschaffung an der EEX und die damit verbundene Optimierung der Einkaufspreise wurden in einer Handelssimulation beim IWES umgesetzt (Kapitel 6.4).

Diese Handelssimulation untersuchte, welche Ertrags- bzw. Einsparpotenziale im Jahre 2030 für den Bereich Stromhandel durch mit variablen Tarifen gemanagte Geräte der weißen Ware im Haushaltsbereich bestehen. Untersucht wurde hierbei ausschließlich die Gerätegruppe bestehend aus Waschmaschinen, Spülmaschinen und Wäschetrocknern sowie Kühlschränken und Gefriergeräten. Die Ergebnisse gingen dann in die ökonomische Bewertung der betriebs- und volkswirtschaftlichen Vorteile variabler Liefertarife ein.

Die Handelssimulation wurde zum Ersten unter der Annahme durchgeführt, dass die Laststeuerung die Börsenpreise nicht beeinflusst. Unter diesen Bedingungen und den angenommenen energiewirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen zeigen die Ergebnisse ein positives Einsparpotenzial pro Jahr. Die

[136] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG), Jan Ringelstein (IWES)

Einsparungen verringern sich um ca. 16 %, wenn neben den variablen Energielieferpreisen basierend auf Spotmarktpreisen (Geschäftsmodell GHM-L) variable Netzengelte (vaNE, Geschäftsmodell NLM) bei den Kundenpreisprofilen ergänzt werden. Dieses Ergebnis war zu erwarten, weil die Ziele von Energielieferant und Netzbetreiber nicht deckungsgleich sind. Die Einsparungsreduzierung für den Energielieferanten ist aber relativ gering, was einen Hinweis darauf gibt, dass die Ziele von Lieferant und Netzbetreiber ähnlich sind.

Zum Zweiten wurde die Simulation unter Annahme einer Beeinflussung der prognostizierten Börsenpreise durch das Lastmanagement durchgeführt. Diese Annahme wurde durch Einführung einer Iterationsschleife in der Simulation technisch umgesetzt. Die Ergebnisse zeigen, dass eine deutschlandweit flächendeckende Nutzung von Energiemanagementsystemen in allen Haushalten einen Einfluss auf die Spotmarktpreise entwickelt, die zu leicht sinkenden absoluten Preisen und zu einer Reduzierung der Volatilität führt (Preisglättung). Dieser Effekt führt dazu, dass die Erträge bzw. Kosteneinsparungen für den Handel nochmals um ca. 15 % bzw. ca. 13 % sinken. In der ökonomischen Analyse wird allerdings aufgezeigt, dass dieser Effekt volkswirtschaftlich eine relativ große positive Wirkung entwickelt. Der Effekt, dass in diesem Fall die Einsparungen bei Einführung von vaNE leicht steigen, lässt sich dadurch erklären, dass dies den Glättungseffekt des Lastmanagements auf die Börsenpreise reduziert.

Die sich auf Grundlage der Beschaffung ergebenden Preisprofile für einen variablen Tarif beim Endkunden sind Grundlage für die Verbrauchsprognosen. Aus Ergebnissen für Verkaufsprognosen werden durch den Bilanzkreisverantwortlichen Fahrpläne im Bilanzierungsprozess von Energiemengen abgeleitet, die an den Netzbetreiber zur Netzzustandsprognose zu übergeben sind. Im Falle von Netzüberlastungen werden zur Spitzenlastbegrenzung erhöhte Netzpreise abgeleitet, die an den Lieferanten gesendet und dort in den variablen Gesamttarif an den Endkunden einbezogen werden.

Dieser in die Gelbphase des BDEW-Ampelmodells einzuordnende Mechanismus mit variablen Netztarifen kann zur Spitzenlastbegrenzung sowie zur Spannungshaltung eingesetzt werden. In der moma-Simulation wurde dabei in der Simulation insbesondere das Thema Spannungshaltung betrachtet. Dies wurde mit der Interaktion zwischen Netzautomat, Marktautomat (Pool-BEMI) und Liegenschaftsautomat (Energiebutler) einer Netzzelle abgebildet.

Auf die Spitzenlastreduktion wurde insbesondere in der Handelssimulation weiter eingegangen. Ergebnis der zuletzt genannten Untersuchung ist, dass variable Netzentgelte einen wichtigen Beitrag zur Rentabilität von Flexibilitäten leisten. Variable Energielieferpreise können bereits bei fixen Netzentgelten einen kleinen positiven Effekt auf die Senkung der Netzspitzenlast leisten. Dies bedeutet eine Kostenersparnis des Verteilnetzbetreibers gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber. Volkswirtschaftlich werden so per se noch keine Kostenvorteile erzielt, wenn das Netz ausreichend dimensioniert ist. Trotzdem zeigen die Ergebnisse, dass variable Netzentgelte einen positiven Einfluss auf das Verbrauchsverhalten in Haushalten entwickeln und zukünftig einen wichtigen Beitrag zum Netzlastmanagement leisten können.

Der insbesondere zum Geschäftsmodell NLM betrachtete Flexibilitätsmechanismus löst Spannungsverletzungen durch Beschaffung von Leistungsflexibilitäten am Markt. Hierzu werden mittels Messungen registrierte Spannungsverletzungen korrigiert, indem das zur Korrektur notwendige Wirkleistungsbeeinflussungspotenzial berechnet sowie der daraus resultierende Leistungsänderungsbedarf in einem spezifischen lokalen Bereich über den Marktautomat angemeldet und nach einem entsprechenden Verhandlungsprozess am Flexibilitätsmarkt beschafft wird. Dabei kann der am Markt angemeldete Flexibilitätsbedarf wiederum über die Automaten in den Liegenschaften direkt bei dezentralen Anlagen in der Region des Spannungsproblems durch ortsaufgelöste Marktangebote beschafft werden. Dieser in die Gelbphase des BDEW-Ampelmodells einzuordnende Mechanismus „Intraday-Mechanismus“ zur Spannungsregelung durch Flexibilitätsbeschaffung bei dezentralen Erzeugungsanlagen, Speichern oder steuerbaren Verbrauchern von Marktakteuren wurde in der Simulation vereinfacht durch Interaktion zwischen Netzautomat und dezentralen Erzeugern in einer Netzzelle abgebildet.

Die Ergebnisse dieser Simulation der „Intraday-Regelung“ durch den Netzautomaten zeigen, dass diese in Kombination mit der Laststeuerung nach GHM-L bzw. variablen Netzentgelten effektiv zur Spannungshaltung beitragen kann. Insbesondere konnte in einem der Szenariennetze dadurch auf einen sonst nötigen Netzausbau verzichtet werden. Außerdem konnten bei Einführung der Maßnahme im Vergleich zum Netzausbau etwa 3 % geringere Wirkleistungsverluste und 13 % geringere Blindleistungsverluste in dem betrachteten Netz beobachtet werden. Dieser Effekt wurde hauptsächlich auf geringere Blindleistungsverluste durch gezielte Einspeisung von Blindleistung zurückgeführt.

Die bisher beschriebenen Mechanismen wurden auf verschiedene Beispielnetze von Verteilungsnetzen abgebildet, um in der Simulation die Auswirkungen auf Spitzenlastbegrenzung sowie Erhaltung der Spannungsqualität zu bestimmen. Dazu wurden die Netze mit einer prognostizierten Durchdringung mit Erzeugungsanlagen verschiedener erneuerbarer Energieträger ausgestattet. Die Ergebnisse der Simulation wurden auf Grundlage eines angenommenen Anteils im Verteilungsnetzbereich grob auf Deutschland hochskaliert, um daraus in der technischen Evaluation einen ersten Hinweis für Einsparpotenziale im Netzausbau durch Nutzung des Geschäftsmodells NLM auf der Basis einer über Deutschland ausgerollten Smart-Grid Infrastruktur für 2030 zu bestimmen.

Diese Hochskalierung wurde – wie bereits die Untersuchung zur Spannungshaltung – für den Fall eines Netzausbaus mit statischer Einspeisung von Blindleistung und den Fall der Einführung der beschriebenen Mechanismen durchgeführt. Ein Vergleich zeigte, dass in letzterem Fall eine um 46 % niedrigere Einspeisung von Blindleistung nötig war, da diese nun gezielt geregelt wurde. Es ergab sich außerdem eine geringfügige Einsparung an Wirkleistungsverlusten von etwa 1 %. Die Wirkenergieeinspeisung lag im Fall Netzausbau allerdings um etwa 2,3 % höher, was aber durch die Maßnahmen in diesem Fall kostenwirksam erkauft wurde.

Diese Einsparpotenziale wurden ebenso auf Deutschland im Ausbauszenario 2030 hochgerechnet. Im Ergebnis der ökonomischen Analyse machen die Einsparpotenziale durch die Handelssimulation etwa 90 % aus, die Einsparungen durch netzseitige Vorteile etwa 10 %.

Die ökologische Bewertung der Ergebnisse aus diesen Simulationen zur CO_2-Einsparung vervollständigt die Evaluationsarbeiten zu den Geschäftsmodellen GHM-L und NLM.

In den Arbeiten zur Definition der Systemarchitektur wurde in moma geschlossen, dass eine zentrale Steuerung im Umfeld eines hohen Anteiles dezentraler Steuerung unter alleiniger Systemverantwortung und Systemdienstleistungen beim ÜNB zu einer nicht beherrschbaren Komplexität führt, die durch Zerlegung in kleinere Regelkreise, die aber verbunden agieren, wieder reduziert werden kann. Insofern gibt es nicht eine Zelle mit Netz- und Marktautomaten, die auf ein gesamtes Netz zu skalieren ist, sondern es treten Netzautomaten als Vertreter verschiedener Zellen miteinander in Interaktion und sorgen sich um den regionalen Ausgleich auf gleicher Hierarchieebene sowie auch um eine hierarchische Abstimmung über Spannungsebenen von VNB und ÜNB. Hierzu konnten in moma noch nicht umfassende Modelle für alle Spannungsebenen und Netze definiert und simuliert werden. Um die ersten Forschungen im Rahmen eines zellularen Konzeptes durchführen zu können, konzentrierten sich die Aktivitäten der MVV im Rahmen einer Dissertation auf ein Typennetz im Niederspannungs- und Mittelspannungsbereich mit einer beispielhaften Durchdringung mit erneuerbaren Erzeugern.

In einem Modell der verbundenen, über Netzautomaten kommunizierenden Netzzellen erfolgte auf Grundlage von Parametern einer Leitwarte die horizontale Abstimmung auf einer Spannungsebene sowie die hierarchische Abstimmung über Spannungsebenen im Rahmen der technischen Simulation bei interagierenden Verteilungsnetzzellen zwecks Erhöhung der Aufnahmefähigkeit in den Netzen für erneuerbare Energien ohne Netzausbau.

Bei dieser Untersuchung wurde eine Jahressimulation in der Mittelspannungsnetzebene anhand eines CIGRE Benchmarknetzes durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Überschreitung der zulässigen Spannung , die im Normalfall durch einen Netzausbau gelöst würde, durch Einsatz kommunizierender Netzzellen mittels optimalem Einsatz von Stufenschaltungen der Transformatoren sowie Blindleistungsregelung durch verteilte Erzeuger behoben werden kann. Auch die maximale Kabelauslastung von ca. 40 % konnte mit dieser Methode auf ca. 20 % halbiert werden.

Da aber hier ein anderes Typennetz als in den zur Netzzelle beschriebenen Simulationen benutzt wurde, kann keine Skalierung der technischen Nutzeneffekte zur Erhöhung der Netzauslastung sowie Verlustreduzierung auf das Szenario Deutschland 2030 und damit keine gesamtökonomische Bewertung erfolgen. Ziel war hier die **Untersuchung der technischen Machbarkeit eines zellularen Modells**. Eine Übertragbarkeit auf gesamte Verteilungsnetze in Interaktion mit Übertragungsnetzen über alle Spannungsebenen unter Integration von geografisch aufgelösten Erzeugungspotenzialmodellen in Interaktion mit dem Markt zur Flexibilitätsbeschaffung ist in weiteren Forschungsprojekten tiefergehend zu untersuchen.

Technische Durchführung und Beziehungen zwischen den Simulationen

Im Rahmen des Projekts wurden Simulationen mit verschiedenen Zielen durchgeführt, wie in folgender Tabelle dargestellt.

Ziel	Technische Simulation in einer VNZ	Simulation interagierender VNZ	Handels-simulation
Prüfung technische Systemfunktionalität	X	X	
Prüfung Kosteneinsparungen durch Vermeidung von Netzausbau bzw. –rückbau	X		
Lieferung von Daten für volkswirtsch. / ökolog. Wirkungsanalyse	X		X
Ermittlung des Einkaufsvorteils und der Wirkung von vaNE auf die Netzspitzenlast			X

Tabelle 14: Simulationstypen und Beitrag zu Zielen der Simulation

Für die technische Simulation in einer VNZ (Kapitel 6.2) und die Handelssimulation (Kapitel 6.4) gelten folgende Eckpunkte:

- Der räumliche Bezug ist entweder Mannheim oder Deutschland
- Das untersuchte Zieljahr ist 2030
- Die Betrachtung konzentriert sich auf die Niederspannungsnetzebene
- Es wird das Potenzial mittels Energiebutler automatisch gesteuerter Waschmaschinen, Wäschetrockner und Spülmaschinen (FPS-Geräte) sowie von Kühl- und Gefriergeräten (SOC-Geräte) in privaten Haushalten betrachtet.
- Die Energiebutler schalten aufgrund von zukünftig angenommenen Day-Ahead EEX-Preisen sowie variablen Netznutzungsentgelte (vaNE).

Die Ergebnisse der Simulationen sind zum Teil (vgl. obige Tabelle) in die volkswirtschaftliche und ökonomische Wirkungsanalyse eingeflossen (vgl. Kapitel 7). Außerdem wurden für die Simulationen auch

Erkenntnisse und Messdaten aus der Evaluation des Feldtests – soweit möglich – verwendet. Es ergeben sich daher entsprechende Verzahnungen, die in Abbildung 87 dargestellt sind.

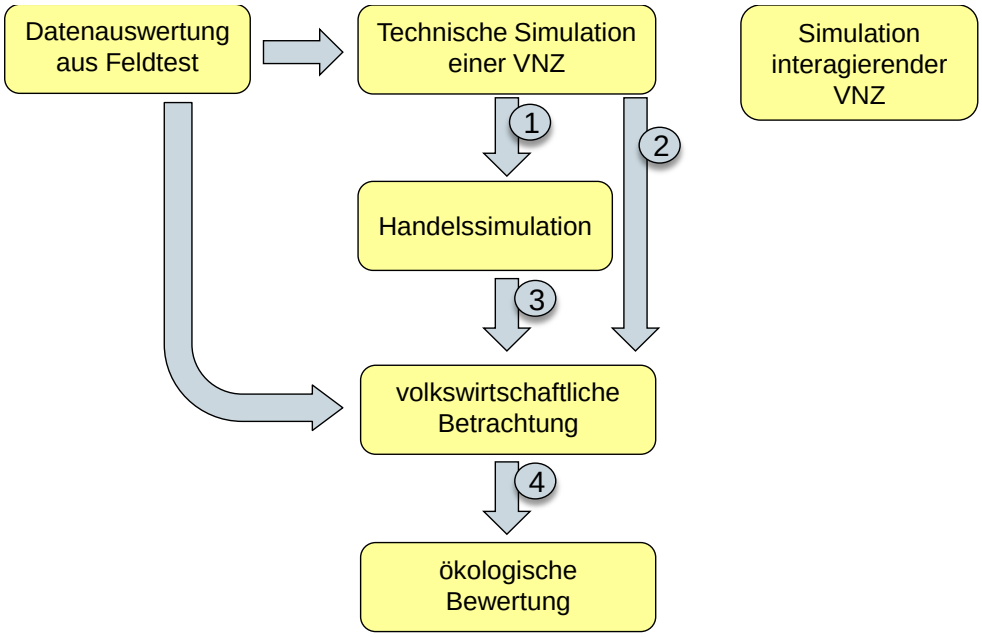


Abbildung 87: Simulationen im Projekt moma

Wie aus der Abbildung 87 hervorgeht, ergibt sich eine Kette von aufeinander aufbauenden Betrachtungen. Im Folgenden wird zunächst die technische Simulation in einer VNZ erläutert. Es ist zu beachten, dass die Ergebnisse dieser Simulation nur zum Teil für die weiter führenden Betrachtungen relevant sind. Daher wird am Ende des betreffenden Abschnitts erläutert, welche Ergebnisse der technischen Simulation in einer VNZ für die Handelssimulation (siehe Pfeil 1 in Abbildung 87) und die volkswirtschaftliche Betrachtung (Pfeil 2) verwendet wurden. Im Anschluss (Kapitel 6.3) wird die Simulation interagierender VNZ erläutert, die eine Betrachtung technischer Natur darstellt. Im letzten Teil des Kapitels 6 wird die Handelssimulation sowie deren für die volkswirtschaftliche Betrachtung relevanten Ergebnisse (Pfeil 3) erläutert. Für die weitere Erläuterung der volkswirtschaftlichen Betrachtung und ökologischen Bewertung wird auf Kapitel 7 verwiesen.

6.2 Technische Simulation des Energiemanagements in einer Verteilnetzzelle[137]

Das Ziel der technischen Simulation ist der Nachweis, dass die für Markt- und Netzautomaten entwickelten Algorithmen zu einer Stabilisierung des Verteilnetzbetriebs führen und insbesondere zur Spannungsregelung einsetzbar sind. Außerdem sollen quantitative Aussagen zu den entsprechenden Effekten ermittelt und ein Vergleich zu einem Szenario „Netzausbau“ ermöglicht werden, das alternativ zum moma-System eingesetzt werden könnte.

[137] Autor: JanRingelstein (IWES)

In diesem Unterkapitel wird zunächst das Konzept des hierfür entwickelten Simulationssystems eingeführt. Danach erfolgt eine Erläuterung der implementierungstechnischen Details. Anschließend werden die untersuchten Szenarios eingeführt und die Ergebnisse vorgestellt. Letztere sind zunächst rein technischer Natur. Am Ende des Kapitels erfolgt speziell die Zusammenfassung der Ergebnisse für die Handelssimulation und ökonomische Betrachtung.

Konzept des Simulationssystems

Das Simulationssystem bildet das reale moma-System von den Energiebutlern bis zur Ebene der Verteilnetzzellen (VNZ) ab. In diesem Teil der Simulation bildet die VNZ also die Systemgrenze. Netz- und Marktautomaten, die in der Realität auf VNZ-Servern laufen, können auch in der Simulation auf einem eigenen Rechner laufen. Der Netzautomat berechnet in der Realität auf Basis der bekannten Topologie und des bekannten Zustands seiner VNZ den optimalen Einsatz der Betriebsmittel. In der Simulation wurde dies vereinfacht so modelliert, dass dem Netzautomat die Spannungen an kritischen Knoten in seiner VNZ, die Spannung am Ortsnetztransformator sowie die Netzimpedanzen an allen Anschlusspunkten bekannt sind. Letztere wurden vereinfachend als konstant angenommen. Der Marktautomat generiert in der Realität u.a. variable Tarife. Diese Funktion wurde in der Simulation in vereinfachter Form nachgebildet, wobei auf eine explizite Modellierung übergeordneter Energiemärkte verzichtet wurde. Ursprünglich war geplant, mit dem Simulationssystem auch die Interaktion mehrerer VNZ zu betrachten. Eine Interaktion des Netz-/Marktautomaten mit benachbarten Automaten gleicher Art wurde daher zwar vorgesehen, aber letzten Endes nicht eingesetzt, da die entsprechende Simulation mittels einer gesonderten Untersuchung (vgl. Kapitel 6.3) bedient wurde. Auf diese Weise konnten die Arbeiten besser parallelisiert werden.

Elektrische Lasten und Erzeuger bzw. Haushalte innerhalb der Verteilnetzzelle, die an den dortigen Anschlusspunkten angeschlossen sind, werden durch ein Modell abgebildet, das auf einem zweiten Rechner eingerichtet werden kann. Diesem zugeordnet ist eine Instanz einer Netzberechnungssoftware, die das real vorhandene elektrische Netz repräsentiert. Hierzu wurde das Produkt „PowerFactory“ der Firma DIgSILENT GmbH verwendet. Das gesamte System ist modular aufgebaut und in Abbildung 88 dargestellt.

Alle Module stellen einzeln lauffähige Anwendungen dar. Diese kommunizieren über ein TCP/IP Datennetzwerk („Simulationsdatennetz“, SDN) miteinander. Die Module werden im Folgenden kurz vorgestellt. Für weitere technische Details wird auf den Anhang verwiesen.

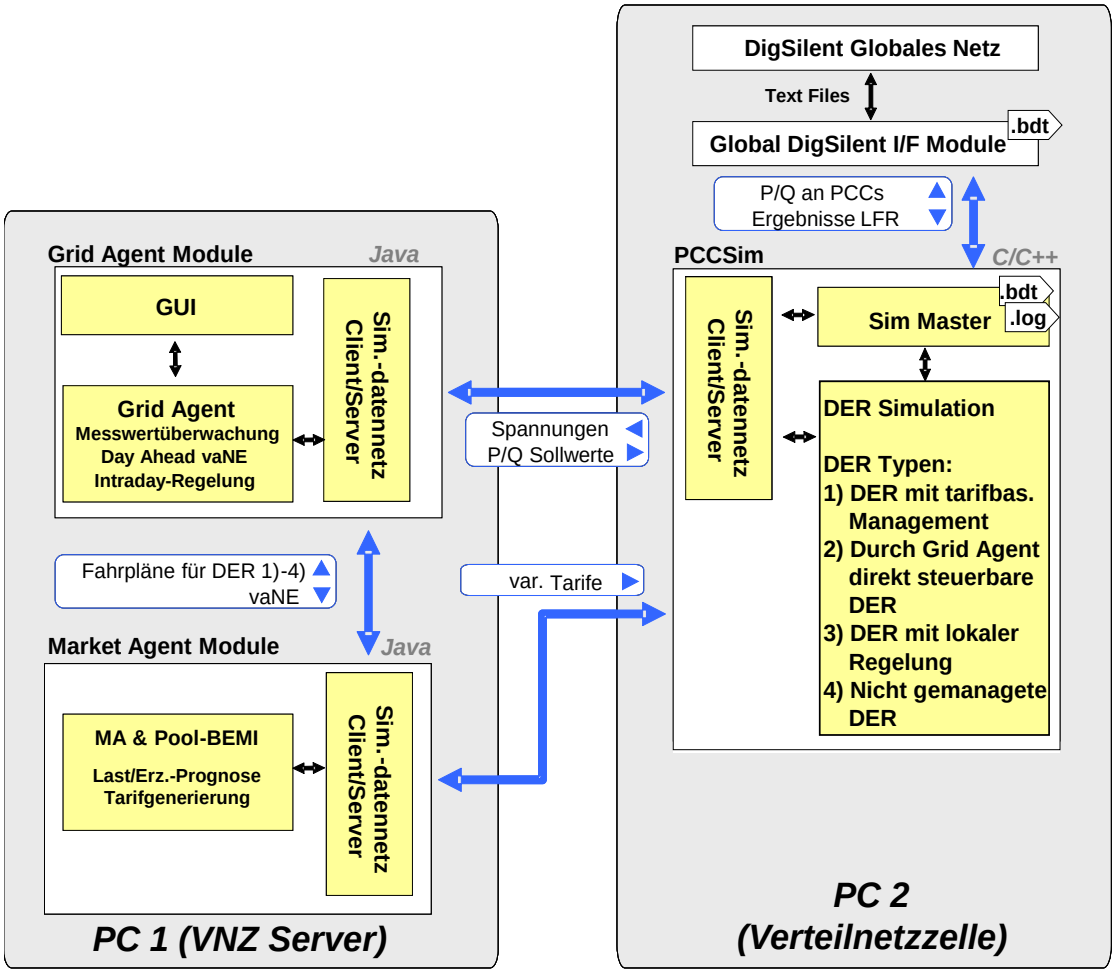


Abbildung 88: Schema Aufbau der Simulation, einzelne Verteilnetzzelle

PCCSim

Das Modul modelliert das Verhalten von Verbrauchern und Erzeugern, die an die Anschlusspunkte (Points of Common Coupling, PCCs) der VNZ angeschlossen sind. Es wird angestrebt, dass jede VNZ genau eine Instanz von PCCSim besitzt.

In der Simulation sind vier Arten des Energiemanagements von dezentralen Energieressourcen (DER) zu unterscheiden. DER können elektrische Lasten, Erzeuger oder Speicher sein. Die Arten sind in Abbildung 88 mit DER Typen 1 - 4 bezeichnet:

1) DER mit preisbasiertem Energiemanagement mittels BEMI aufgrund eines variablen Preisprofils vom Marktautomaten

2) DER mit direkter Eingriffsmöglichkeit durch den Netzautomaten mittels lokaler, fernzugreifbarer Schalteinrichtung, gemäß vertraglicher Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Endkunde

3) DER mit lokaler Regelung durch Statiken, z.B. Spannungs/Blindleistungsstatik (typischerweise PV-Wechselrichter)

4) Nicht gemanagte und ungesteuerte DER

Als DER des Typs 1 wurden in der Simulation ausschließlich Lasten (Weiße Ware) in mit BEMI ausgestatteten Haushalten betrachtet. Die Parametrierung der Modelle 1 und 4 erfolgte aufgrund von evaluierten Daten aus Feldtest 3. Für DER der Typen 2 und 3 wurden einfache allgemeine Modelle erstellt und aufgrund der unten aufgeführten Szenarien parametriert.

Modul „Netzautomat“[138]

Dieses Modul bildet den Netzautomaten ab. Es umfasst einen Generator für vaNE sowie Algorithmen zur Intraday-Spannungsregelung innerhalb der VNZ durch Inanspruchnahme von DER des Typs 2. Das Modul umfasst ferner eine Bedienoberfläche zur Anzeige von Zwischenergebnissen der Interaktion zwischen Netz- und Marktautomat. Allgemein hat der Netzautomat die zwei Teilaufgaben:

1. Day-Ahead Scheduling: Festlegung der vaNE für den kommenden Tag in Abstimmung mit dem Marktautomaten mit der Zielsetzung, die Netzlast möglichst gering zu halten und Überlastungen von Netzbetriebsmitteln zu vermeiden,

2. Intraday-Regelung: Echtzeitüberwachung der Spannung an kritischen Netzknoten und Inanspruchnahme von Reservekapazitäten und VNZ-eigenen Betriebsmitteln (ohne Abstimmung mit dem Marktautomat); in der Simulation durch Einsatz von DEA des Typs 2.

Day-Ahead Scheduling

Als Grundlage des Day-Ahead Scheduling wurde der folgend als Sequenzdiagramm dargestellte Algorithmus zur Interaktion zwischen Netz- und Marktautomat verwendet.

Dieser Algorithmus sieht vor, dass einmalig an einem Simulationstag eine iterative wirtschaftliche Optimierung durchgeführt werden muss, die Rechenschritte seitens des Netzautomaten und des Marktautomaten umfasst. Historische Daten zu fluktuierender Einspeisung (in der Simulation ausschließlich PV) und EEX-Preisen dienen als Eingabeparameter. In einem Iterationsschritt berechnet der Marktautomat aufgrund dieser Daten Prognosen für die Einspeisung und EEX-Preise für den kommenden Tag. Außerdem berechnet er – im ersten Iterationsschritt unter Annahme konstanter vaNE – variable Tarife für die Kunden in der VNZ als Summe aus EEX-Preis, ggf. fixem Zuschlag und vaNE. Mittels historischer Daten prognostiziert der Marktautomat die Lastreaktion der Kunden auf diese Tarife. Die somit prognostizierte Last und Erzeugung gibt der Marktautomat an den Netzautomaten weiter, der daraufhin vaNE so festlegt, dass die Netzlast möglichst gering wird und die Netzbetriebsmittel nicht überlastet werden. Die vaNE werden dann an den Marktautomaten zurückgemeldet – danach beginnt ggf. ein neuer Iterationsschritt mit dem gleichen Verfahren. Die Zahl der Iterationsschritte ist hier auf zwei begrenzt.

[138] Im Schema des Aufbaus der Simulation als „Grid Agent Module“ bezeichnet

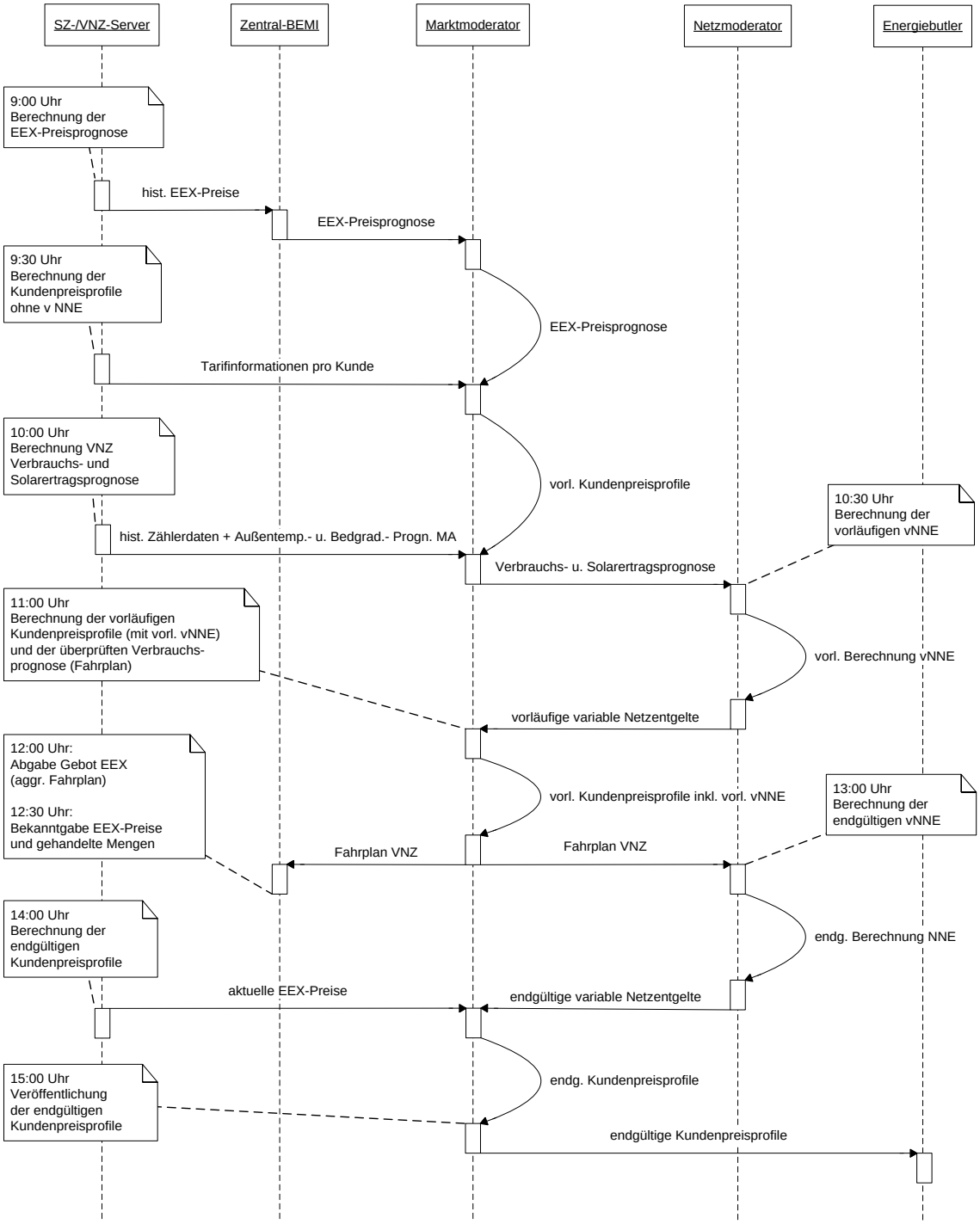


Abbildung 89: Sequenzdiagramm zur Day-Ahead Tariffestlegung durch Netz/Marktautomat

Intraday Regelung (Real-Time Scheduling) durch den Netzautomaten

Die Intraday-Regelung in der Simulation überwacht primär die Netzspannung, insbesondere an Netzknoten, die besonders anfällig für kritische Spannungsabweichungen sind (sog. „kritische Knoten“). Bei Verletzung

von Spannungsgrenzen reagiert der Netzautomat mit verschiedenen Maßnahmen. Zur Vorbereitung dieser Funktion werden vor dem Simulationslauf folgende Informationen erstellt:

1) Eine Liste von kritischen Netzknoten. Diese wird vorab durch Netzberechnungen für Schwachlast und Starklast erstellt (vgl. Anhang).

2) Für jeden kritischen Knoten eine Liste von DER, deren Blindleistungseinspeisung den größten Einfluss auf die Spannung an dem kritischen Knoten hat. Die Liste der DER wird nach Höhe des Einflusses sortiert.

3) Entsprechende Listen für den Einfluss durch Zuschaltung von Lasten oder Speichern (in den durchgeführten Szenarien nicht eingesetzt)

4) Entsprechende Listen für Einfluss durch Änderung der Wirkleistungseinspeisung von steuerbaren DER.

In der laufenden Simulation überwacht dann der Netzautomat die Spannung an den kritischen Knoten. Wenn es an einem kritischen Knoten zu einer Spannungsbandverletzung kommt, dann versucht der Netzautomat, diesem durch Einsatz von DER in der Prioritätenliste entgegen zu wirken. Dabei werden die Listen 2 bis 4 nacheinander durchgegangen, d.h., bei den Maßnahmen zur Spannungshaltung kommt zuerst die Einspeisung von Blindleistung, dann die Zuschaltung von Lasten / Speichern und zuletzt die Änderung von Wirkleistungseinspeisung zum Einsatz.

Modul „Marktautomat“[139]

Der Marktautomat wird in der moma-Simulation nur insoweit dargestellt, als dass er die folgende Berechnung in Interaktion mit dem Netzautomaten-Modul durchführen kann:

Historische Daten zu fluktuierender Einspeisung (in der Simulation ausschließlich PV) und EEX-Preisen dienen als Eingabeparameter. In einem Iterationsschritt berechnet der Marktautomat aufgrund dieser Daten Prognosen für die Einspeisung und EEX-Preise für den kommenden Tag. Außerdem berechnet er – im ersten Iterationsschritt unter Annahme konstanter vaNE – variable Tarife für die Kunden in der VNZ als Summe aus EEX-Preis, ggf. fixem Zuschlag und vaNE. Mittels historischer Daten prognostiziert der Marktautomat die Lastreaktion der Kunden auf diese Tarife. Die somit prognostizierte Last und Erzeugung gibt der Marktautomat an den Netzautomaten weiter, der daraufhin vaNE festlegt. Die vaNE werden dann an den Marktautomaten zurückgemeldet – danach beginnt ein neuer Iterationsschritt mit dem gleichen Verfahren. Die Zahl der Iterationen ist in der Simulation auf zwei begrenzt.

Im Gegensatz zum Netzautomaten-Modul hat das **Marktautomaten-Modul** keine eigene grafische Bedienoberfläche. Relevante Ereignisse des Moduls werden an das Netzautomaten- Modul gesendet und ggf. von Letzterem auf seiner Bedienoberfläche dargestellt.

Netzberechnungssoftware

Die Netzberechnungssoftware wird in der Simulation eingesetzt, um in den untersuchten Niederspannungs-Netzen stationäre Lastflussrechnungen unter Berücksichtigung aller Wirk- und Blindleistungssetzwerte der simulierten DER durchzuführen. Die Ergebnisse der Lastflussrechnungen sind komplexe Knotenspannungen, Leitungsauslastung, Trafoauslastung sowie Netzverluste. Von diesen Ergebnissen

[139] Im Schema des Aufbaus der Simulation als „Market Agent Module“ bezeichnet

werden lediglich die Spannungen an das PCCSim-Modul zurückgeliefert. Alle relevanten Ergebniswerte werden zur späteren Auswertung als Dateien abgelegt, wobei jede Datei den Verlauf eines Wertes über die Simulationszeit enthält.

Implementierung der Simulation

PCCSim

In der Simulation wurden die Folgenden von den in Abbildung 88 genannten DER-Typen umgesetzt:

Typ 1): Waschmaschinen, Spülmaschinen, Trockner („Fixed Program Schedule“, „FPS“ Geräte) sowie Kühlschränke und Gefrierschränke („State of charge“, „SOC“ Geräte) in Haushalten

Typ 2): PV-Anlagen sowie eine Biomasseanlage (repräsentiert durch einen Synchrongenerator) mit Möglichkeit der Wirk/Blindleistungsbeeinflussung durch den Netzautomaten

Typ 3): PV-Anlagen mit lokaler Q/U-Statik

Typ 4): Nicht gemanagte Haushaltslasten

Für die DER vom Typ 1 und 4 kamen Modelle aus vorherigen Arbeiten[140,141] sowie die Energiebutler-Optimierungsalgorithmen zum Einsatz, wie sie auch dem moma-Feldtests zugrunde lagen. Hierbei wird im Falle der FPS-Geräte sichergestellt, dass die aggregierte Last bei einer hohen Anzahl von Geräten eines Typs (z.B. Waschmaschine) zu bekannten Lastgängen konvergiert. Diese Lastgänge entstammen der Literatur[142].

Als DER Typ 2 wurden aufgrund der Szenarien ausschließlich PV-Anlagen modelliert; ferner wird die Biomasseanlage in Szenario DE2030 durch einen einfachen Synchrongenerator mit fixer Nennscheinleistung repräsentiert.

Bei den PV-Anlagen wurde ein einfaches Modell verwendet (s. Anhang). Um DER vom Typ 3 zu modellieren, wurden diese PV-Anlagen zusätzlich mit einer Q/U Statik ausgestattet[143]. Diese kam allerdings in den betrachteten Szenarien nicht zum Einsatz, da eine vergleichende Bewertung von lokalen Regelungsmaßnahmen zur Spannungshaltung nicht Gegenstand der Simulationsziele war.

Als DER Typ 4 wurden lediglich aggregierte Verbraucherlastgänge von ungemanagten Lasten in einzelnen Haushalten berücksichtigt. Hierbei wurde ein Modell eingesetzt, das gewährleistet, dass die aggregierte Gesamtlast aus diesen Lasten sowie den Haushalts-Lasten des DER-Typs 1 im Falle konstanter Strompreise für eine hohe Anzahl Haushalte zu bekannten Lastgängen konvergiert. Die Vorgabe für letztere

---

[140] D. Nestle: „Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung", Dissertation, Universität Kassel, 2008

[141] J. Ringelstein: „Betrieb eines übergeordneten dezentral entscheidenden Energiemanagements im elektrischen Verteilnetz“, Dissertation, Universität Kassel, 2010

[142] I. Stadler: „ Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“, Habilitation, Universität Kassel, Oktober 2005.

[143] Nach G. Kerber: „Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz“, Mai 2009

Lastgänge bestand im Szenario „DE2030“ aus dem BDEW H0 Lastprofil und im Szenario „MA2030“ aus einem Lastgang, der aufgrund von Messungen in Feldtest 3 gewonnen wurde.

Implementierung des Marktautomaten

Das Marktautomaten-Modul wurde in JAVA implementiert. Der programmtechnische Aufbau sieht zwei verschiedene Typen von Aktionen vor, die der Marktautomat im Verlauf eines simulierten Tages ausführen kann: 1) mit Angabe einer Uhrzeit geplante Aktionen und 2) Aktionen als Antwort auf externe Ereignisse. Aktionen des Typs 1) heißen „scheduled“, die des Typs 2 „reacting“. Jede dieser Aktionen löst intern ein Kommando aus, wobei jedes Kommando mittels einer JAVA-Klasse implementiert wird. Jede Kommandoimplementierung kann außerdem auf einen Kommandokontext sowie den allgemeinen Zustand des Marktautomaten für den aktuellen Tag, und hiermit z.B. auf die EEX-Prognose, zurückgreifen. Ausgehend von oben erläutertem Konzept wurden folgende Kommandos implementiert:

Kommando	**Typ**	**Wirkung**
FindBestCustomerReactionCommand	Scheduled	Sucht Kundenpreisprofil, das aufgrund der prognostizierten Kundenreaktion[144] und der prognostizierten EEX-Preise den höchsten Gewinn bei Einkauf an der EEX erzielt
ResetStateCommand	Scheduled	Setzt den Marktautomat Zustand auf Null
SetSolarForecastCommand	scheduled	Erstellt PV Vorhersage für den aktuellen Tag und speichert diese im Marktautomaten-Zustand
UpdateEEXPriceProfileCommand	scheduled	Erstellt EEX Preis-Vorhersage für den aktuellen Tag und die aktuelle Uhrzeit und speichert diese im Marktautomaten Zustand
UpdateGridAgentCommand	scheduled	Sendet aktuelle PV Prognose und Kundenreaktionsprognose an den Netzautomat
UpdatePCCSimCommand	scheduled	Sendet Kundenpreisprofil für den kommenden Tag an PCCSim
UpdateVGFCommand	scheduled	Empfängt vaNE vom Netzautomat und speichert diese im Marktautomaten Zustand
PingHandlerCommand	reacting	Behandelt PING Anfrage von PCCSim
SimInitCommand	reacting	Initialisiert die Simulation auf Aufforderung von PCCSim
StepDoneCommand	reacting	Erhöht den aktuellen Simulationsschritt auf Aufforderung von PCCSim, aktualisiert Simulationszeit

Tabelle 15: Kommandos des Marktautomaten

[144] Eine „Kundenreaktion“ ist in diesem Zusammenhang ein aggregiertes Tageslastprofil der Gesamtheit aller Kunden des Marktautomat, welches sich ergibt, wenn alle Kunden an diesem Tag mit einem bestimmten Kundentarif bedient werden.

Der Marktautomat muss für den o.g. Ablauf des Day-Ahead Scheduling in der Lage sein, die Reaktion der Kundengruppe in Form eines Lastverlaufs auf ein Preisprofil zu prognostizieren. Um die Implementierung zu vereinfachen, wird das dadurch bewerkstelligt, dass die Anzahl der möglichen Preisprofile in der Simulation begrenzt wird und für diese Preisprofile sowie die gegebene Kundengruppe mittels PCCSim eine Vorabsimulation durchgeführt wird, um die typische Reaktion auf die verschiedenen Preisprofile zu ermitteln. Das Ergebnis wird als Datei gespeichert, die damit Paare von Kundentarifprofilen und Kundenreaktionen enthält. Diese verwendet dann der Marktautomat in der Hauptsimulation zur Prognose. Hierbei wird ferner zwischen den Typtagen Werktag, Samstag und Sonntag unterschieden. Nach Jahreszeit wird nicht unterschieden, da diese Form der Tarifgenerierung nur für Simulationen innerhalb einer einzigen Jahreszeit (Sommer für Szenario DE2030, Winter für MA2030, siehe unten) verwendet wurde. Dieses Vorgehen repräsentiert einen realen Marktautomat, der eine „Einlernphase“ vollzogen hat und über eine historische Datenbasis für die Prognose der Kundenreaktion verfügt.

Dieses Vorgehen ist allerdings aus Performancegründen nur möglich, wenn die Anzahl der möglichen Kundentarifprofile begrenzt wird, so dass insbesondere die Vorabsimulation nicht zu lange Zeit in Anspruch nimmt. Als praktische Grenze hat sich eine Gesamtanzahl von ca. 1500-1600 möglichen Tarifen erwiesen. Da ein Kundentarifprofil eine Summe aus variablem Arbeitspreis (z.B. ein EEX-Preis) und vaNE ist, ergibt sich als Gesamtzahl N aller Kundentarifprofile:

$$N = N_{vaAP} + N_{vaNE} < 1600$$

mit:

N_{vaAP}: Anzahl aller möglichen variablen Arbeitspreise

N_{vaNE}: Anzahl aller möglichen vaNE

Bei der Tarifbildung für ein gegebenes Szenario gilt es also, beide Anzahlen geeignet zu reduzieren. Dabei ist insbesondere bei der Festlegung der möglichen vaNE darauf zu achten, dass der Netzautomat damit in der Lage ist, die Netzlast ausreichend zu beeinflussen, wenn man typische Lastgänge der im Szenario vorhandenen fluktuierenden Einspeiser und Lasten berücksichtigt.

Implementierung des Netzautomaten - Intraday

In jedem Simulationszyklus erhält der Netzautomat Spannungswerte für eine feste Untermenge von Netzknoten vom PCCSim-Modul. Daraufhin untersucht er alle vorher festgelegten kritischen Netzknoten mithilfe der erhaltenen Daten auf Spannungsverletzungen. Die Festlegung der kritischen Knoten wird über ein Konfigurationsfile vorgegeben. Bei einem nicht erlaubten Spannungswert beginnt der Algorithmus Gegenmaßnahmen zu ergreifen.

Bei einer Spannungsüber- oder unterschreitung wird im ersten Schritt eine Blindleistungsregelung angewendet. Zur Blindleistungslieferung werden diejenigen DER nacheinander eingesetzt, die in der Prioritätenliste des betreffenden kritischen Knotens angegeben sind. Die benötigte Blindleistung Q_{DER} wird anhand der folgenden Formel ermittelt:

$$Q_{DER} = (U_{Trafo} - U_{DER}) / U_{DER} * K * PHI * MaxP_{DER}$$

mit:

U_{Trafo}: Spannung des Ortsnetztransformators, der der zu steuernden DER am nächsten liegt

U_{DER}: Spannung am Anschlusspunkt der DER

K,PHI: Konstanten

$MaxP_{DER:}$ maximale Wirkleistung der DER

Zum Setzen des Blindleistungswertes wird das Verhältnis von Q_{DER} zur maximal möglichen Blindleistung der DER an PCCSim als Sollwert übertragen.

Sollte die Spannungsverletzung im nächsten Simulationsschritt weiter bestehen, wird dieser Vorgang bei allen weiteren DER, die dem kritischen Knoten in der Prioritätenliste zugeordnet sind, wiederholt.

Für den Fall, dass die Spannungsverletzung nach dem Einsatz der Blindleistungsregelung an allen angegeben DERs weiter besteht, wird - zusätzlich zur Blindleistung - die Wirkleistung der einzelnen DER der Prioritätenliste nach begrenzt. Die benötigte Blindleistung wird dabei erneut durch die oben beschrieben Formel berechnet. Die zu setzende, maximale Wirkleistung einer DER wird anhand der folgenden Formel ermittelt:

$$P_{DER,i} = P_{DER,i-1} + ((U_{Trafo} - U_{DER}) / Z_{DER}) * U_{Trafo}$$

mit:

$P_{DER,i}$: Wirkleistung der DER im Simulationsschritt i
U_{Trafo}: Spannung des Ortsnetztransformators, der der zu steuernden DER am nächsten liegt
U_{DER}: Spannung am Anschlusspunkt der DER
$Z_{DER:}$ Netzimpedanz am Netzanschlusspunkt der DER

Die Netzimpedanzen werden vorab für einen durchschnittlichen Lastfall berechnet und für die Simulation vereinfachend als konstant angenommen. Die berechnete Wirkleistung wird, wie die Blindleistung, ins Verhältnis zur maximalen Wirkleistung der DER gesetzt und als Sollwert an PCCSim gesendet.

Sollte bei der Formel eine Wirkleistung von mehr als 100 % oder weniger als 0 % berechnet werden, wird sie jeweils auf 100 % beziehungsweise 0 % angepasst.

Wenn an einem überprüften, kritischen Knoten keine Spannungsüber- oder unterschreitung mehr besteht, die DER aber noch eine geregelte Wird- oder Blindleistung haben, wird eine Normalisierung durchgeführt. Bei dieser wird pro Simulationszyklus eine DER wieder auf ihre normale Wirk- und Blindleistung zurückgesetzt. Das Rücksetzen der DER geschieht dabei in genau der umgekehrten Reihenfolge wie die Inanspruchnahme von Wirk- bzw. Blindleistungsregelung. Wenn während des Rücksetzens eine erneute Spannungsverletzung am gleichen kritischen Knoten auftritt, werden die DER in Vorwärtsrichtung nach Prioritätenliste wieder für Blind- bzw. Wirkleistungsregelung in Anspruch genommen.

Implementierung des Netzautomaten - Day-Ahead Scheduling

Beim Day-Ahead Scheduling arbeiten Netz- und Marktautomaten-Modul zusammen. Die Aufgabe des Netzautomaten bei dieser Planung ist die Festlegung der vaNE für vorher festgelegte Zeiträume. Als Eingangsinformationen erhält er dazu vom Marktautomaten Daten über die prognostizierten Lasten und Erzeugung im Netz am folgenden Tag. Ziel bei der Berechnung der variablen Netznutzungsentgelte ist es, diese so zu verteilen, dass sich die Lasten und Erzeugnisse im Netz möglichst ausgleichen.

Ein höheres Netzentgelt wird also für Zeiträume erhoben, in denen die prognostizierte Netzlast (Last minus Erzeugung) über dem Tagesdurchschnitt liegt.

Ein geringeres Netzentgelt wird dagegen für Zeiträume erhoben, in denen die Netzlast laut Prognose unter dem Tagesdurchschnitt liegt.

Simulationsszenarien

Das Simulationssystem wurde verwendet, um zwei Szenarien zu modellieren. Beide Szenarien beziehen sich auf das Basisjahr 2030, da für dieses Jahr eine hohe Durchdringung von erneuerbaren

Energiewandlungsanlagen zu erwarten ist. Das führt dazu, dass einerseits ein hohes Risiko für Spannungsbandverletzungen in den betrachteten Niederspannungsnetzen entsteht, andererseits – bei Annahme einer entsprechenden informationstechnischen Ausstattung – hohe Flexibilitäten insbesondere bezüglich der Intraday-Regelung durch den Netzautomaten existieren. Ferner ergeben sich in diesem Basisjahr an der EEX auch höhere Preisspreizungen als in früheren Jahren, wodurch ein hoher Spielraum zur Gestaltung von variablen Tarifen für die Nutzung der Day-Ahead Regelung begründet werden kann.

Der räumliche Bezug des ersten Szenarios (DE2030) wurde so gewählt, dass – unter Einschränkung der Betrachtung des Szenarios als Case Study – ein allgemeiner Bezug zu einer für Deutschland typischen Netztopologie hergestellt werden kann. Daher wurde kein reales Netz, sondern ein beispielhaftes vorstädtisches Netz verwendet, das aus der Literatur[145,146] bekannt ist. Im Gegensatz dazu bezieht sich das zweite Szenario (MA2030) auf ein reales Netz aus dem Stadtgebiet von Mannheim. Die Ergebnisse aus beiden Szenarien werden für Abschätzungen mit entsprechendem räumlichem Bezug in der ökonomischen und ökologischen Wirkungsanalyse verwendet.

Beide Szenarien betrachten zunächst einen Referenzfall ohne jegliche Maßnahmen zur Spannungsstabilisierung. Diese Betrachtung dient dazu einzuschätzen, inwieweit in dem betrachteten Netz mit Grenzwertverletzungen zu rechnen ist. Damit verglichen werden der Fall, in dem klassische Netzausbau- bzw. Spannungsregelungsmaßnahmen eingesetzt werden sowie der Fall, in dem die Moma-Day-Ahead und -Intraday Regelungen eingesetzt werden. Zusätzlich wurde noch der Fall des reinen Einsatzes der Day-Ahead Regelung betrachtet.

Die beiden Szenarien werden im Folgenden näher vorgestellt.

Szenario und Annahmen „deutschlandtypisches vorstädtisches Netz 2030“ (DE2030)

Im Szenario DE2030 wurde eine Verteilnetzzelle betrachtet, deren Netztopologie aus der Literatur[145,146] übernommen wurde. Gemäß der ursprünglichen Quelle[146] ist die Topologie dem vorstädtischen Bereich zuzuordnen, wobei die angeschlossenen Gebäude vornehmlich zu Wohnzwecken verwendet werden. Das Netz umfasst 108 Anschlusspunkte (Points of Common Coupling, PCC) und 151 Wohneinheiten („Haushalte”). Es wird strahlenförmig betrieben und umfasst 5 Netzstrahlen. Abbildung 90 zeigt ein vereinfachtes Schema des Netzes.

[145] D. Krotki: „Simulation des Online-Betriebes einer Gruppe verteilter Netzautomaten“, Diplomarbeit, Hochschule Darmstadt, 2011

[146] J. Scheffler: „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung von photovoltaischen Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten“, Dissertation, Technische Universität Chemnitz, 2002; vgl. dort Seite 112: Netztyp „C: Ein- und Zweifamilienhaussiedlung niedriger Dichte“

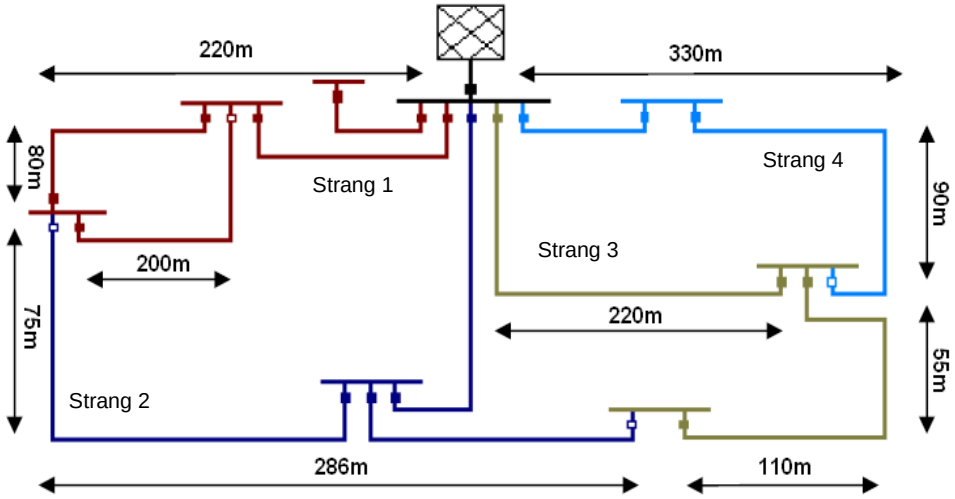


Abbildung 90: Schema der Netztopologie in Szenario DE2030

Für die Parametrierung der gemanagten Haushaltslasten wurde die Gesamtheit der Haushalte in drei gleich große Gruppen unterteilt, wobei jeder Haushalt einer Gruppe gemäß Tabelle 16 mit Geräten ausgestattet wurde.

	HH Typ 1	HH Typ 2	HH Typ 3
Waschmaschinen	1	1	1
Spülmaschinen	1	1	1
Trockner	1	1	0
Gefriergeräte	1	0	1
Kühlschränke	1	2	1

Tabelle 16: Durchdringung der Haushalte mit weißer Ware im Szenario DE2030

Die sich daraus ergebenden Gerätegesamtzahlen spiegeln die Umfrageergebnisse aus dem Feldtest wider, wobei angemerkt sei, dass im Feldtest nicht alle verfügbaren Geräte auch automatisch gesteuert wurden (vgl. Kapitel 5.7).

Für die Kühlanwendungen (SOC-Geräte) wurden Parameter gemäß Tabelle 17, für die restlichen Geräte (FPS-Geräte) nach Tabelle 18 angenommen. Die Parameterschätzung basierte auf verfügbaren Ergebnissen aus dem Feldtest.

	Nennleistung [W]	Energieverbrauch [Wh/d]	MaxOnTm [s]	MaxOffTm [s]
Kühlschrank	70 ± 20 %	400-600	2500 ±30 %	4000 ±30 %
Gefriergerät	85 ± 20 %	500-700	3800 ±30 %	6000 ±30 %

Tabelle 17: SOC-Geräteparameter im Szenario DE2030

	Waschm.	Spülm.	Trockner
E_ges [Wh]	294,73	352,21	454,00
Ev_BZ [min]	41,17	30,0	32,74
Ev_BZ_frange	*±30 %*	*±20 %*	*±30 %*
Ev_ontimes	1,6124	1,1024	1,6881
Ev_ontimes_frange	*±1*	*±1*	*±1*
P_on_frange	*±30 %*	*±30 %*	*±30 %*
p_off_day	0,6933	0,7061	0,7836

Tabelle 18: FPS-Geräteparameter im Szenario DE2030

Die Bedeutung der Parameter ist wie folgt:

MaxOffTm: Maximale Stillstandsdauer des SOC-Geräts bei mittlerem Füllstand in Sekunden. Entspricht der Zeit, während der der vollgeladene Speicher aufgrund von Verlusten im ausgeschalteten Zustand des Geräts vollständig entladen wird.

MaxOnTm: Maximale Einschaltdauer des Geräts bei mittlerem Füllstand in Sekunden. Entspricht der Zeit, während der der entladene Speicher im eingeschalteten Zustand des Geräts vollständig aufgeladen wird.

E_ges: Tägl. Energiebedarf, Erwartungswert

Ev_BZ: Durchschnittliche tägliche Gerätelaufzeit, Erwartungswert

Ev_BZ_frange: Parametervariation für Ev BZ

P_off_day: Wahrscheinlichkeit, dass an einem Tag keine Zuschaltung erfolgt

Ev ontimes: Anzahl Nutzungen am Tag, falls min. eine Zuschaltung an diesem Tag erfolgt, Erwartungswert

Ev_ontimes_frange: Parametervariation für Ev ontimes

P_on_frange: Parametervariation für Nennleistung (letztere wird errechnet)

Für den Gesamt-Haushaltsstromverbrauch wurde zunächst ein Wert von 3500 kWh angesetzt. In der späteren Simulation zur Gewinnung von Daten für die ökonomische Hochrechnung wurden die Parameter jedoch aktualisiert.

Für das Netz ergibt sich laut Literaturangaben[146,147] bezüglich der Anzahl der Wohneinheiten pro Hausanschluss (angesetzt wurden 1,4) sowie der Anzahl der Einwohner pro Wohneinheit (angesetzt wurden 2,03) eine Einwohnerzahl von 307. Für ein Wohngebiet mit vergleichbarer Struktur wurde in einer Studie des IZES für die Stadt Merzig/Saar ein PV-Potenzial von 1,88 kW pro Einwohner in 2030 ermittelt. Die sich daraus ergebende installierte PV-Leistung wurde gleichmäßig über das Netz verteilt, so dass insgesamt 29 PV-Anlagen mit einer Nennpeakleistung von je 19,9 kW vorgesehen wurden. Für die solare Einstrahlung wurden Messdaten vom Standort Kassel von 2006 heran gezogen, die gemäß DWD[148] mit einem Skalierungsfaktor von 1,0278 beaufschlagt wurden, um die durchschnittliche Einstrahlung in Deutschland zu repräsentieren. Für die PV-Wechselrichter wurde eine Nennscheinleistung von 100 % der installierten Peakleistung gewählt. Außerdem wurde an einem PCC in der Nähe des Endes des Netzstranges 3 ein Synchrongenerator mit 70 kW Nennscheinleistung angeschlossen, der eine Biomasse-Anlage repräsentiert. Diese Anlage fährt nach Annahme Strichleistung. Auf eine Platzierung von KWK-Anlagen im Netz wurde verzichtet, da sich einerseits deren auf das Netzgebiet herunterskaliertes zu erwartendes Potenzial im Bereich von 5 % der installierten PV-Leistung bewegt und andererseits der für das Netz betrachtete „Worst Case“ wegen der PV-Dominanz im Sommer liegt. Ferner sind für kleine, im Niederspannungsnetz installierte KWK-Anlagen nur sehr spärlich Szenariodaten verfügbar[149].

---

[147] Statistisches Bundesamt: „Bevölkerung und Erwerbstätigkeit Entwicklung der Privathaushalte bis 2030; Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung“, Wiesbaden, 2011

[148] Vgl. Deutscher Wetterdienst: „Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland. Jahressummen 2006“.

[149] Ausgewertet wurden u.a.: BMU: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, 2011; DBFZ:

Für die Erstellung der Day-Ahead Tarifprofile durch Markt- und Netzautomat musste die Anzahl der möglichen Profile aus technischen Gründen auf 1600 begrenzt werden. Dazu wurden die vom IZES prognostizierten EEX-Preise für 2030 in 12 Cluster unterteilt. Die Clustermittelwerte ergeben die 12 verwendeten „Basistarifprofile“ des Marktautomaten, die in Abbildung 91 dargestellt sind. Diese entsprechen den Möglichkeiten für die variablen Arbeitspreise. Es wurde angenommen, dass der Netzautomat zur Bestimmung von variablen Netzentgelten (vaNE) ein Standardentgelt von 6 ct/kWh in acht Zeitintervallen am Tag modifizieren kann, so wie es in Tabelle 19 angegeben ist. Die Optionen sind speziell an das gegebene Szenario und die verwendeten Basistarifprofile angepasst und erlauben einerseits sehr niedrige vaNE zu Zeiten hoher Einspeisung und andererseits einen ausreichenden Preishub, um die Basistarifprofile maßgeblich zu beeinflussen, so dass eine Lastreaktion erwirkt werden kann. Die Summe aus Basistarifprofilen und vaNE ergibt den Preis, der an die Kundengruppe gesendet wird. Für die Anzahl möglicher Profile ergibt sich $12*(2^7) = 1536$.

Die Auswahl des Basistarifprofils wird während des Simulationsablaufs vom Marktautomaten aufgrund einer Prognose für den EEX-Preis, der vaNE und der Prognose der Kundenreaktion mittels einer Gewinnmaximierung bestimmt, wie im Abschnitt zur Implementierung erläutert. Die Auswahl der vaNE wurde vom Netzautomaten auf Grundlage der Residuallast getroffen. Letztere wurde als Differenz der vom Marktautomaten prognostizierten PV-Einspeisung und des Lastverlaufs unter Berücksichtigung des BEMI-Managements gebildet. Im simulierten Betrachtungszeitraum ergab sich ein durchschnittlicher Endkundenpreis von 23,9 ct/kWh, wobei der Tarif zwischen 45,4 und 12,6 ct/kWh schwankte (es wurden 0,1-ct/kWh-Stufungen verwendet)

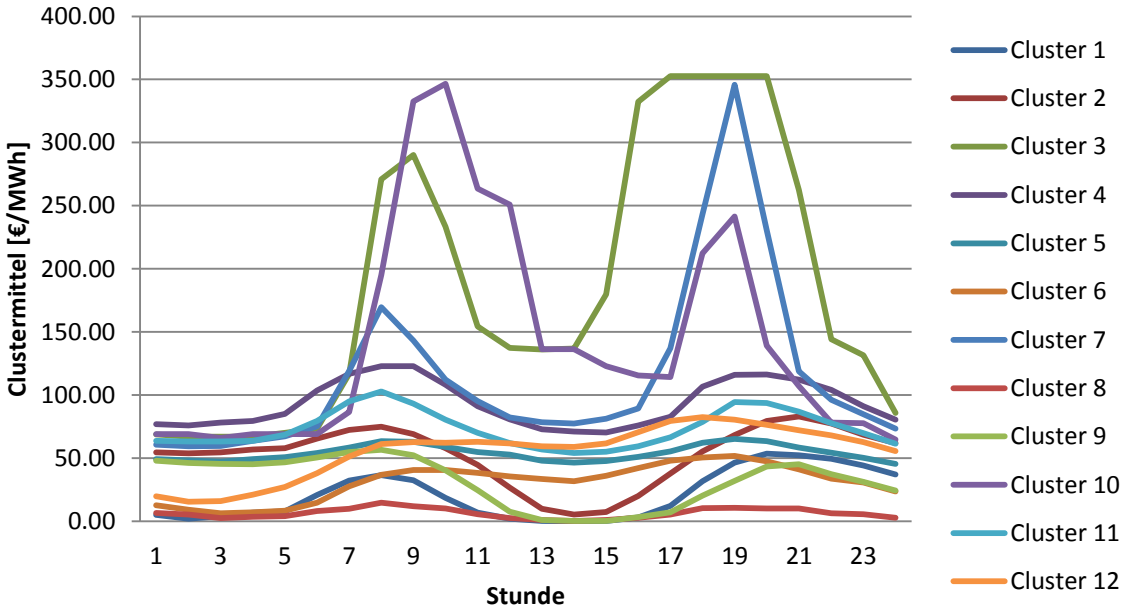


Abbildung 91: Basistarifprofile des Marktautomaten und typ. Verlauf der solaren Einstrahlung (gestrichelt) (Horizontale Achse: Zeit in Stunden)

„Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse“, 2011 und Prognos/Berliner Energieagentur: „Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung“, 2011

ct/kWh	1	2	3	4	5	6	7	8
Std	6	6	6	6	6	6	6	6
Option	-	+4	-5	-6	-6	-5	+4	+4

Tabelle 19: Optionen für variable Netznutzungsentgelte

Die sich im Betrachtungszeitraum ergebenden Tarife sind in Tabelle 20 zusammengefasst. Daraus ist ersichtlich, dass der Marktautomat innerhalb des einwöchigen Betrachtungszeitraums nur auf zwei der 12 Basistarifprofile zurückgegriffen hat. Dies deutet auf eine saisonale Abhängigkeit der EEX-Preise hin.

Tag Nr.	**Basistarif-Clusternr.**	**Var. NNE in den 8 Zeitintervallen**							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	3	6	10	1	0	0	1	6	6
2	4	6	6	6	6	6	6	6	10
3	3	6	10	6	0	0	1	6	6
4	3	6	10	1	6	6	6	6	6
5	3	6	10	1	6	6	6	6	6
6	3	6	10	1	6	6	6	6	6
7	3	6	10	1	6	6	6	6	6

Tabelle 20: Ausgewählte Tarifprofile im Szenario DE2030

Die PCC an den Endpunkten der Netzstränge wurden durch vorab durchgeführte Lastflussrechnungen als „kritische Knoten“ identifiziert und es wurden DEA-Prioritätenlisten für die Intraday-Regelung durch den Netzautomaten zusammengestellt.

Da für die Biomasseanlage eine Strichleistung angenommen wurde, ist der für das Netz kritischste Zeitraum die Periode mit der höchsten Solareinstrahlung. Als Betrachtungszeitraum wurde daher eine Woche im Sommer gewählt, genauer 26.08.2030 (Mo) bis 1.09.2030 (So). Die Simulationsschrittweite betrug eine Minute.

Im Betrachtungszeitraum wurden folgende Fälle simuliert:

1) Referenz: unveränderter Netztopologie, kein Energiemanagement. Dieser Fall dient zur Einschätzung, ob unzulässige Betriebssituationen im Netz zu erwarten sind.
2) Netzausbau: angepasste Netztopologie, wobei die Anpassung zur Beseitigung der in 1) identifizierten Probleme dient.
3) Geregelt: Day-Ahead Lastmanagement und intraday Spannungsregelung durch Netzautomaten
4) Lastmanagement: nur Day-Ahead Lastmanagement. Dieser Fall dient zur Einschätzung der Wirkung des Lastmanagements.

Für die Betrachtung wurde angenommen, dass eine unzulässige Betriebssituation in folgenden Fällen existiert:

- Spannungsanhebung von über 7 % über Nennspannung an einem kritischen Knoten, wobei an der Oberspannungsseite des Ortsnetztransformators (20 kV Mittelspannungsnetz) ein Betriebspunkt von 20,8 kV angenommen wurde. Eine kurzzeitige Spannungsüberhöhung wurde akzeptiert, wenn diese nicht länger als einen 10-Minuten-Mittelwert andauerte und nicht höher als 7,5 % über der Nennspannung lag.
- Leitungs- oder Trafoauslastung über 100 %.

Für den Fall „Netzausbau“ wurde das Netz mit konventionellen Maßnahmen so modifiziert, dass die Spannungen an den kritischen Knoten im Bereich der Werte des Falls „Geregelt“ lagen. Hierzu wurden folgende Maßnahmen gewählt:

Die Installation einer zusätzlichen Leitung mit einer angenommenen Länge von 250 m, Leitungstyp NAYY 4x120 SE, im Netzstrang mit der Biomasseanlage. Letzterer wird damit zu einem NSN-Ring. Ggf. notwendige schutztechnische Anpassungen blieben außer Acht.

Der Leistungsfaktor des Synchrongenerators wurde auf 0,97 kapazitiv (Erzeugerzählpfeilsystem) geändert, wobei von einer unveränderten Nennscheinleistung ausgegangen wurde. Die Wirkleistung der Anlage wurde entsprechend um 3 % reduziert.

Der Leistungsfaktor von insgesamt 8 PV-Anlagen wurde auf 0,9 kapazitiv geändert, wobei von einer unverändert hohen Wirkleistungseinspeisung ausgegangen wurde. In der Praxis erfordert dies eine Überdimensionierung der Wechselrichter-Nennscheinleistung um 9 %.

Es sei erwähnt, dass nicht überprüft wurde, ob die gewählten Maßnahmen die ökonomisch optimale Wahl für den Netzausbau darstellen. Ferner wurden ggf. notwendige schutztechnische Anpassungen außer Acht gelassen.

Szenario und Annahmen „mannheim-typisches Netz 2030“ (MA2030)

Im Szenario MA2030 wurde eine Verteilnetzzelle im Netzgebiet von Mannheim betrachtet. Als Niederspannungs-Netztopologie wurde eine dem IWES vorliegende Topologie des Stadtteils Mannheim-Wallstadt verwendet. Die Topologie umfasst detaillierte Daten über Kabeltypen, Kabellängen und Position und Anzahl der Anschlusspunkte. Dasselbe Netzgebiet wurde bereits im EU-Projekt Smart House / Smart Grid untersucht[150]. Die Daten wurden in geeignet vereinfachter Form in die Netzberechnungssoftware überführt.

Das in MA2030 verwendete Netz umfasst 163 Anschlusspunkte (Points of Common Coupling, PCC) und 309 Wohneinheiten (“Haushalte”). Es ist stark vermascht, enthält aber auch einen längeren Netzstrahl, der laut topografischem Plan einseitig gespeist wird. Abbildung 92 zeigt eine vereinfachte Darstellung mit Angabe der Leitungslängen und Anzahl der PCC.

[150] Vgl. Deliverable 4.2 im Projekt Smart House / Smart Grid, www.smarthouse-smartgrid.eu

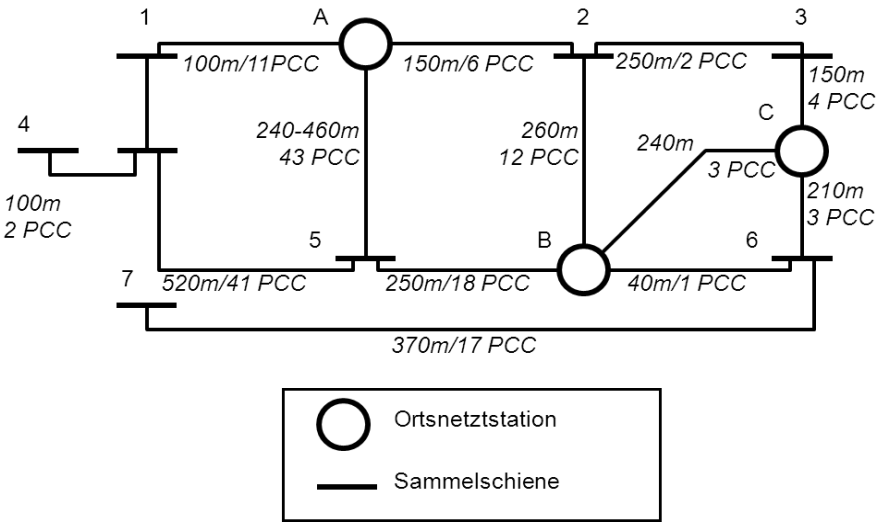


Abbildung 92: Netztopologie im Szenario MA2030

Der Normalbetrieb sieht vor, dass das Netz mittels dreier Transformatoren mit der Mittelspannungsebene verbunden ist. Querverbindungen zu anderen Niederspannungsnetzen werden im Regelfall nicht geschlossen. Da die für den Netzautomaten verwendeten Intraday-Regelalgorithmen nur eine Ortsnetzstation (ONS) vorsehen, wurden zwei der Transformatoren vom Netz getrennt und das Netz somit nur über eine verbleibende ONS gespeist. Dabei handelt es sich um die ONS A (vgl. Abbildung 92). Vorabuntersuchungen haben ergeben, dass das Netz damit eine deutliche Schwächung erfährt.

Die Haushalte wurden parametriert wie im Szenario DE2030. Allerdings wurde der durchschnittliche jährliche Energieverbrauch aufgrund eines Umfrageergebnisses des IFEU auf 4143 kWh pro Jahr und Haushalt festgelegt. Da der Betrachtungszeitraum für MA2030 im Winter lag, wurde für ungesteuerte Lasten ein aggregiertes Verhalten gemäß Winterlastgängen angenommen, die im Feldtest des Projektes moma gemessen wurden.

Im Netz wurden gemäß des von der MVV zur Verfügung gestellten „Klimaszenarios 2030“, das genau für den betrachteten Netzabschnitt gilt, insgesamt 26 PV-Anlagen mit einer Nennpeakleistung von je 5,1 kW sowie 22 KWK-Anlagen mit einer Leistung von je 5 kW gleichmäßig auf die PCC verteilt. Für die solare Einstrahlung und die Außentemperatur wurden Messdaten vom Standort Kassel von 2006 heran gezogen, die mit einem Skalierungsfaktor von 1.046 beaufschlagt wurden, um die Einstrahlung in Mannheim zu repräsentieren[151]. Für die PV-Wechselrichter wurde eine Nennscheinleistung von 100 % der installierten Peakleistung gewählt. Die KWK-Anlagen wurden durch einfache Synchrongeneratoren mit einem Verschiebefaktor von 1 repräsentiert. Da aufgrund vorliegender Daten durchaus Wintertage mit Temperaturen um die 0 °C und hoher solarer Einstrahlung auftreten können, wurde der Fall, dass die KWK-Anlagen Strichleistung fahren, als Worst Case für das Netz betrachtet. Als Betrachtungszeitraum wurde 25.02.2030 (Mo) bis 3.03.2030 (So) festgelegt. An diesen Tagen bewegen sich die verwendeten Temperaturmessdaten um 0 °C und die solare Einstrahlung erreicht Werte um die 1000 W/m² (vgl. Abbildung 93).

[151] Vgl. Deutscher Wetterdienst: „Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland. Jahressummen 2006“.

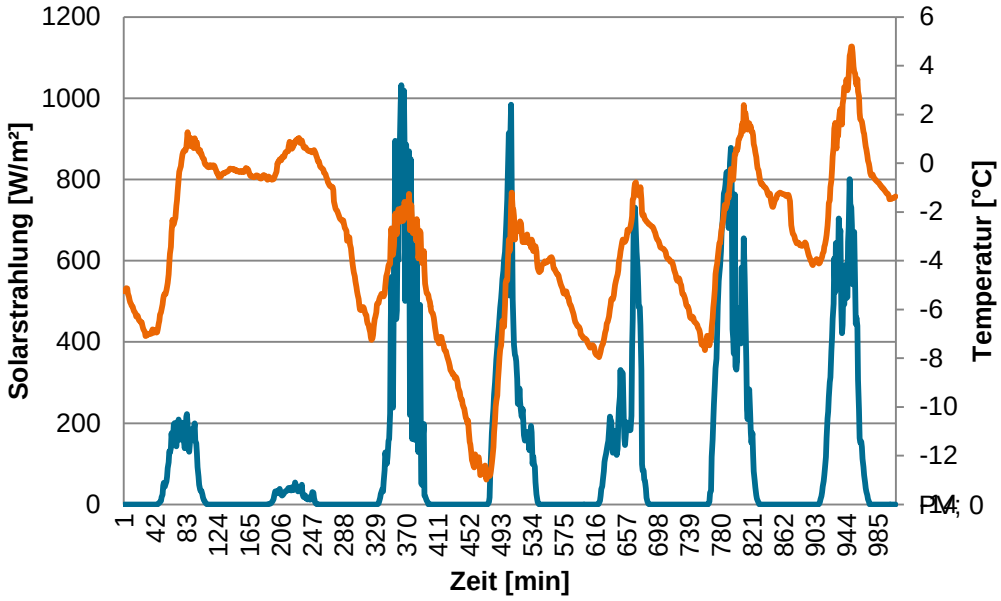


Abbildung 93: Außentemperatur (rot) und solare Einstrahlung (blau) im Betrachtungszeitraum des Szenarios MA2030

Für die Erstellung der Day-Ahead Tarifprofile durch Markt- und Netzautomat wurden dieselbe Methodik, dieselben Basistarifprofile und vNNE-Optionen verwendet wie bei DE2030. Im simulierten Betrachtungszeitraum ergab sich ein durchschnittlicher Endkundenpreis von 24,18 ct/kWh, wobei der Tarif zwischen 12,7 und 45,3 ct/kWh schwankte.

Die sich im Betrachtungszeitraum ergebenden Tarife sind in Tabelle 21 zusammengefasst. Es ist ersichtlich, dass der Marktautomat in diesem Zeitraum nur einen einzigen der Basistarifprofile verwendet hat (vgl. Szenario DE2030).

Tag Nr.	Basistarif-Clusternr.	Var. NNE in den 8 Zeitintervallen							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	3	6	6	6	6	6	1	10	10
2	3	6	6	1	6	0	1	6	6
3	3	6	6	1	6	6	1	6	6
4	3	6	6	6	0	0	1	6	6
5	3	6	6	1	6	6	1	6	6
6	3	6	6	1	6	6	1	6	6
7	3	6	6	1	0	6	1	6	6

Tabelle 21: Ausgewählte Tarifprofile im Szenario MA2030

Wiederum wurden kritische Knoten identifiziert und DEA-Prioritätenlisten für die Intraday-Regelung durch den Netzautomaten zusammengestellt.

Der PCC 14 ist in Abbildung 92 mit der Nummer 7 bezeichnet und befindet sich am Ende des erwähnten einseitig gespeisten Netzstranges.

Im Betrachtungszeitraum wurden folgende Fälle simuliert:

1) Referenz: unveränderte Netztopologie, kein Energiemanagement. Dieser Fall dient zur Einschätzung, ob unzulässige Betriebssituationen im Netz zu erwarten sind.
2) Netzausbau: angepasste Netztopologie, wobei die Anpassung zur Beseitigung der in 1) identifizierten Probleme dient.
3) Geregelt: Day-Ahead Lastmanagement und Intraday Spannungsregelung durch Netzautomaten
4) Lastmanagement: nur Day-Ahead Lastmanagement. Dieser Fall dient zur Einschätzung der Wirkung des Lastmanagements.

Die Oberspannungsseite des Transformators wurde, wie bei DE2030, auf 104 % der Nennspannung eingestellt.

Prinzipiell scheint es sinnvoll, für die Definition von „unzulässigen Betriebssituationen" dieselben Annahmen wie in Szenario DE2030 zu treffen. Allerdings wurde nach Simulation des Referenzfalles (1) deutlich, dass das Netz so stark ist, dass die nach Szenario angesetzte Einspeisung nicht ausreicht, um zu einer unzulässigen Betriebssituation zu führen. Selbst im Falle des kritischen PCC 14 erreicht der 10-Minuten-Mittelwert der Spannung nur in einem Fall knapp die Grenze von 7 % über der Nennspannung.

In diesem Fall kann daher keine Rede davon sein, dass ein Netzausbau notwendig wäre. Eine Simulation des Falles (2) mit denselben Regelparametern bzw. Spannungsgrenzen wie beim Szenario DE2030 hätte daher zum gleichen Ergebnis wie im Fall (4) geführt, da der Netzautomat keine Eingriffe vorgenommen hätte.

Um die Algorithmen des Netzautomaten auch an diesem Netz zu testen, wurde alternativ ein hypothetischer Netzausbau mit dem Ziel vorgenommen, die Spannung an PCC 14 zu reduzieren. Dazu wurde dieser Knoten mittels einer 50 m langen Leitung vom Typ NAYY 4x150 SE mit einer naheliegenden Sammelschiene verbunden (an der laut vorliegendem Plan noch eine entsprechende Klemme zu setzen wäre).

Diese Maßnahme führte zu einer erheblichen Spannungssenkung an PCC 14. Der Netzautomat wurde daraufhin so konfiguriert, dass dessen Intraday-Regelung im Fall (3) ähnliche Spannungen an diesem Knoten erzeugt. Die hierzu verwendeten Spannungsgrenzen lagen hier bei Nennspannung +4,5 % (obere Grenze) bzw. 4 % (Hysteresegrenze).

Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse für die beiden betrachteten Szenarien zusammengefasst, soweit sie für die technische Betrachtung relevant sind.

In Tabelle 22 werden die Simulationsergebnisse für Szenario DE2030 für charakteristische Netzbetriebsparameter und für die vier betrachteten Fälle angegeben. Die Angaben beziehen sich auf 10-Minuten Mittelwerte[152].

[152] Die Betrachtung von 10 Minuten Mittelwerten ist zweckmäßig, um den Einfluss statistischer Fluktuationen auf die Ergebnisse zu verringern. Ferner sind 10-Minuten Mittelwerte bei den Spannungen aufgrund der Norm EN 50160 praxisrelevant. Außerdem werden die in der Praxis relevanten Totzeiten bei der Intraday-Spannungsregelung (etwa durch die Kommunikationslatenzen der IKT-Komponenten) in der Simulation nicht abgebildet. Stattdessen bedingt die schrittweise Simulation eine Totzeit von

	Referenz	Netzausbau	Geregelt	Lastmanagement
Energieverbrauch [kWh]	9071	9014	9080	9006
Lastverschiebung [kWh]	0	325**	643	602
Energieerzeugung [kWh]	37895	37542	36211	37893
Q-Erzeugung [kvar]	0	5914	4035	0
Max. Spannung PCC 2 [V]	249,54	247,27	247,06	249,54
Max. Spannung PCC 54 [V]	246,12	244,56	244,29	246,28
Max. Spannung PCC 75/56* [V]	254,59	246,69	247,70	254,44
Max. Spannung PCC 99 [V]	250,03	246,80	247,10	249,94
Max. Spannung PCC 105 [V]	248,01	246,44	246,05	248,08
Max. Leitungsauslastung [%]	104	75	87	102
Max. Trafoauslastung [%]	86	87	80	85
Leitungsverluste (P)[kWh]	27,42	13,7	23,55	27,32
Trafoverluste (P)[kWh]	470,15	476,3	452,57	469,88
Leit. verluste (Q)[kVarh]	10,61	5,26	9,10	10,57
Trafoverluste (Q)[kVarh]	916,86	954,84	825,67	915,39

Tabelle 22: Ergebnisse zum Szenario DE2030

* Im Fall „Netzausbau“ wird wegen der Einführung der Ringleitung der PCC 56 zum kritischen Knoten anstelle des PCC 75.

** durch statistische Fluktuation zwischen Simulationsläufen bedingt

*** z.T. kausal durch Lastverschiebung bedingt

**** Dass im Referenzfall und Fall „Lastmanagement“ keine Blindleistung eingespeist wird, beruht auf der Annahme, dass im Referenzfall alle Verbraucher und Einspeiser mit Verschiebefaktor 1, also Blindleistung 0, arbeiten. Im Lastmanagementfall gilt das auch, da das Lastmanagement nur die Wirkleistung beeinflusst.

mindestens einer Simulationsschrittweite (1 Minute), die in der Realität so nicht auftritt. Die Betrachtung von Werten in der zeitlichen Auflösung von 1 Minute ist daher nicht zielführend.

Die folgende Tabelle fasst die relevanten Ergebnisse zum Szenario MA2030 zusammen.

	Referenz	Netzausbau	Geregelt	Last-management
Energieverbrauch [kWh]	23622	23652	23680	23626
Lastverschiebung [kWh]	0	591	1287	1218
Energieerzeugung [kWh]	20596	20596	20475	20596
Q-Erzeugung [kvar]	0	0	0	0
Max. Spannung PCC 14 [V]	247,96	242,3	244,21*	247,24
Spannungswerte > 1,04*U_{nenn}, PCC 14 [%]	34%	37%	28%	35%
Max. Spannung PCC 146 [V]	242,08	242,12	241,40	242,06
Max. Spannung PCC 50 [V]	241,96	241,55	241,34	241,85
Max. Spannung PCC 27 [V]	241,87	241,36	241,16	241,68
Max. Spannung PCC 127 [V]	241,94	241,85	241,36	241,92
Max. Spannung PCC 69 [V]	241,89	241,55	241,31	241,82
Max. Spannung PCC 94 [V]	241,76	241,59	241,26	241,87
Max. Leitungsauslastung [%]	15	15	16	15
Max. Trafoauslastung [%]	37	36	39	39
Leitungsverluste (P)[kWh]	3,16	0,87	3,26	3,0
Trafoverluste (P)[kWh]	119,58	119,56	119,85	120,01
Leit. verluste (Q)[kVarh]	0,75	0,16	0,76	0,71
Trafoverluste (Q)[kVarh]	245,3	245,2	246,22	246,76

Tabelle 23: Ergebnisse zum Szenario MA2030

* An dieser Stelle scheint die Betrachtung der maximalen Spannung an Knoten 14 für die Einschätzung der „Performance“ des Energiemanagements weniger geeignet. Ein besserer Indikator könnte die Betrachtung des Anteils der Spannungswerte, die über 4% über der Nennspannung liegen, liefern (s. nächste Zeile). Allerdings scheint auch dieser Indikator nicht perfekt geeignet, denn er impliziert, dass der Fall „Netzausbau“ ein etwas schlechteres Spannungsprofil hat als die Referenz, was aber nicht der Fall ist. Zur Verdeutlichung ist in Abbildung 94 der Spannungsverlauf an PCC 14 dargestellt. Die Abbildung veranschaulicht, dass das Spannungsprofil im Fall „Netzausbau“ bezüglich der maximalen Spannung dem Profil im Fall „Geregelt“ recht nahe kommt, wohingegen im Fall „Referenz“ deutlich höhere 10-Minuten-Mittelwerte auftreten.

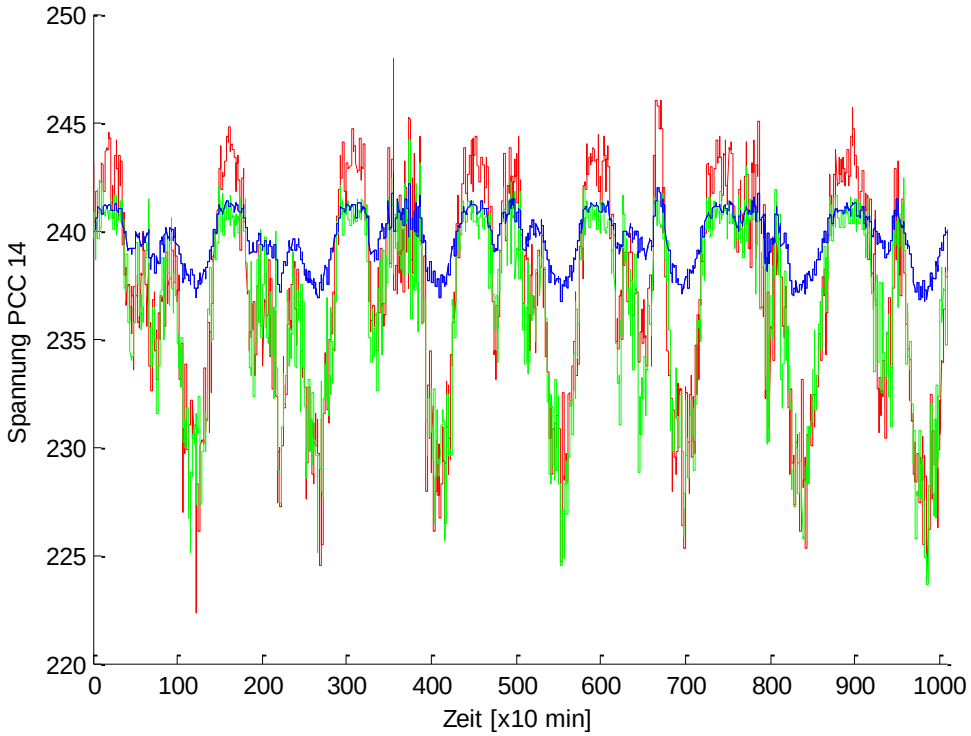


Abbildung 94: Spannung an PCC 14 für Referenz (rot), Netzausbau (blau) und „Geregelt“ (grün).

Bewertung und Diskussion

Allgemein konnte mit den im Projekt entwickelten Algorithmen für Markt- und Netzautomat im jeweils betrachteten Netzgebiet die Spannung wie erwartet stabilisiert werden. Die Funktionsfähigkeit der Algorithmen wurde damit in der Simulation nachgewiesen.

Aufgrund der Ergebnisse zum Szenario DE2030 lassen sich folgende Beobachtungen anstellen:

- Im Referenzfall überschreitet die Spannung an mehreren kritischen Knoten die definierte kritische Grenze von $1{,}07*U_{nenn} = 247{,}1$ V und an PCC 75 auch die absolut zulässige Grenze[153] von $1{,}1*U_{nenn} = 254$ V (vgl. Abbildung 95). Außerdem überschreitet die max. Leitungsauslastung an einer Leitung 100 %, was insgesamt zu einem unzulässigen Betriebsfall führt.

- Im Fall “Netzausbau” überschreitet die Spannung nur kurzzeitig und geringfügig die Grenze von $1{,}07*U_{nenn}$ an PCC 2. Die Leitungsauslastung wird unter 100 % reduziert. Dieser Betriebsfall ist also zulässig. Ferner wurden durch die Einführung der zusätzlichen Leitung die Leitungsverluste deutlich reduziert.

- Im Fall „Geregelt” gelingt ebenfalls die Herstellung eines zulässigen Betriebsfalles. Die Höhe der eingespeisten Blindenergie fällt durch die zielgerichtete Regelung geringer aus als im Fall Netzausbau. Die eingespeiste Wirkenergie ist wegen der Abregelung leicht geringer als im Fall Netzausbau; allerdings wurde in letzterem Fall auch eine Überdimensionierung der PV-Wechselrichter vorausgesetzt, die im Fall „Geregelt“ entfällt. Ferner sind die Einsparungen bei den Leitungsverlusten in diesem Fall geringer.

[153] vgl. VDE 0175 bzw. DIN EN 50160

- Der Fall „Lastmanagement" zeigt, dass die Lastverschiebung von 7 % des gesamten Energieverbrauchs keinen signifikanten Einfluss auf die Kennwerte hatte. Der Grund dafür liegt einerseits in den begrenzten Potenzialen, andererseits an dem Umstand, dass die installierte Erzeugungsleistung ca. 5,5 mal so groß ist wie die Maximallast der Haushalte im Betrachtungszeitraum. Die Spannung kann daher maßgeblich nur durch die Regelung der DEA und nicht durch die Lastverschiebung beeinflusst werden.

- Die im Fall „Netzausbau" ausgewiesene Lastverschiebung von ca. 2,5 % des Energieverbrauchs ist nicht auf eine tatsächliche Verschiebung, sondern auf statistische Fluktuationen zwischen den Simulationsläufen zurückzuführen.

Im Szenario MA2030 wurde ebenfalls eine Stabilisierung der Spannung erzielt, allerdings lag diese wegen der Netzparameter bereits im Referenzfall innerhalb zulässiger Bereiche.

Lieferung von Daten für die ökonomische Hochrechnung

Ein zweites Ziel der Simulation im Projekt moma war es, netzbezogene Inputdaten für die ökonomische Analyse des moma-Systems zu liefern. Hierzu zählen Netzkennwerte, die ökonomische Auswirkungen haben, insbesondere:

- Eingespeiste und verbrauchte Wirkenergie
- Leitungsverluste
- Trafoverluste

Bei jedem dieser Kennwerte wird zwischen Anwendung der moma-Algorithmen und dem Fall „klassischer Netzausbau" unterschieden. Hierdurch kann in der nachfolgenden Analyse zusammen mit den Ergebnissen der Handelssimulation berechnet werden, welchen wirtschaftlichen Vorteil der Einsatz des moma-Systems gegenüber einem Netzausbau erbringen kann. Dazu ist es notwendig, dass in diesem Teil der Simulation die Netzkennwerte bezogen auf das Betrachtungsjahr geliefert werden, wobei die Annahmen in der technischen Simulation konsistent mit den in der Handelssimulation getroffenen Annahmen sein müssen.

Um die o.g. Netzkennwerte zu liefern, wurde das Szenario DE2030 heran gezogen. Allerdings wurden aufgrund neuer Messungen im Feldtest 3 die Parameter der FPS- Geräte gemäß Tabelle 24 neu festgelegt. Die Parameteränderung wurde auch für die nachfolgende Handelssimulation übernommen.

	Waschmaschine	**Spülmaschine**	**Trockner**
E_ges [Wh]	277,40	338,58	433,79
Ev_BZ [min]	40,07	28,86	30,34
Ev_BZ_frange	30 %	*20 %*	*30 %*
Ev_ontimes [1]	1,6494	1,0987	1,6137
Ev_ontimes_frange	1	*1*	*1*
P_on_frange	30 %	*30 %*	*30 %*
p_off_day [1]	0,7030	0,7166	0,7924

Tabelle 24: FPS-Geräteparameter für Simulation zur ökonomischen Hochrechnung

Um Konsistenz bei der Tarifgenerierung herzustellen, wurden ferner die in der Handelssimulation generierten Tarife für die technische Simulation unverändert übernommen.

Um die zeitliche Hochrechnung zu ermöglichen, wurden vier repräsentative Wochen des Jahres 2030 simuliert. Die entsprechenden Zeiträume sind in Tabelle 25 angegeben. Die Sommerwoche entspricht der im Szenario DE2030 betrachteten Woche.

	Woche 1	Woche 2	Woche 3	Woche 4
Beginn	15. Feb	15. Apr	26. Aug	6. Okt
Ende	21. Feb	21. Apr	1. Sep	12. Okt
Saison	*Winter*	*Übergangszeit*	*Sommer*	*Übergangszeit*

Tabelle 25: Zeiträume für Simulation zur ökonomischen Hochrechnung

Zur Durchführung der zeitlichen Hochrechnung wurden die Tage des Jahres 2030 klassifiziert. Hierzu wurde die Residuallast unter Berücksichtigung von Verbrauch und Erzeugung aus PV herangezogen. Die Berechnung der Residuallast geschah ohne Nutzung der Simulationsergebnisse, sondern allein aufgrund Nutzung der BDEW H0-Lastprofile für den Verbrauch und der in der Simulation angenommenen PV-Einspeisung. Unter Nutzung der Differenz aus diesen Werten als Residuallast wurde anschließend für jeden Jahrestag d mittels einer Distanzfunktion die Distanz zu allen Tagen in den betrachteten Zeiträumen errechnet. Die Distanzfunktion berücksichtigte die Energie und das Maximum der verglichenen Residuallastgänge. Der Tag d wurde dann dem betrachteten Tag mit der niedrigsten Distanz zugeordnet. Auf eine typtagsgerechte Zuordnung wurde hierbei zugunsten einer geringeren durchschnittlichen Distanz verzichtet.

Tabelle 26 enthält das Ergebnis der Klassifizierung in Form der Anzahl der Tage des Jahres 2030, die den jeweiligen betrachteten Tagen aus den vier Wochen zugeordnet werden. Die Summe der Anzahlen beträgt 365.

	Tag 1	Tag 2	Tag 3	Tag 4	Tag 5	Tag 6	Tag 7
Woche 1 Zugeordnete Tage	28	10	13	3	4	6	11
Woche 2 Zugeordnete Tage	14	64	4	5	24	9	5
Woche 3 Zugeordnete Tage	19	12	11	26	7	15	9
Woche 4 Zugeordnete Tage	1	2	10	24	7	2	20

Tabelle 26: Ergebnis Klassifizierung von Tagen des Jahres zur ökonomischen Hochrechnung

Die Anzahlen ergeben einen Vektor mit 28 Elementen. Auch die Netzkennwerte (erzeugte Energie, Leitungsverluste, Trafoverluste) lassen sich als Vektor mit 28 Elementen schreiben, wobei eines der Elemente dann dem Kennwert für den jeweiligen Tag ergibt. Die Jahreshochrechnung ergibt sich dann als Vektorprodukt.

Innerhalb der o.g. Zeiträume wurden jeweils ein Simulationslauf mit aktivierten moma-Algorithmen und unveränderter Netztopologie (Fall „Energiemanagement“) sowie ein Simulationslauf mit deaktivierten moma-Algorithmen, aber mit Netzausbau gemäß Szenario DE2030 (Fall „Netzausbau“) simuliert. In Woche 3 wurde zusätzlich eine Referenz mit deaktivierten moma-Algorithmen und unverändertem Netz simuliert, um auch hier die korrekte Funktionsfähigkeit der Algorithmen nochmals zu prüfen.

Abbildung 95 zeigt die kritischsten Spannungswerte im Netz für den Zeitraum 3 für die drei Fälle (Hinweis: im Fall „Geregelt“ ist der PCC Nr. 75 anstelle des PCC Nr. 56 der mit der höchsten Spannung). Die obere rote Linie markiert 10 % Spannungsüberhöhung über der Nennspannung. Die mittlere rote Linie markiert die Grenze der Spannungsüberhöhung (über 7 % über Nennspannung), ab der der Netzautomat entsprechende Gegenmaßnahmen zur Spannungssenkung einleitet. Die grüne Linie markiert die Spannung, ab der der Netzautomat die Gegenmaßnahmen sukzessive wieder aufhebt (6 % über Nennspannung).

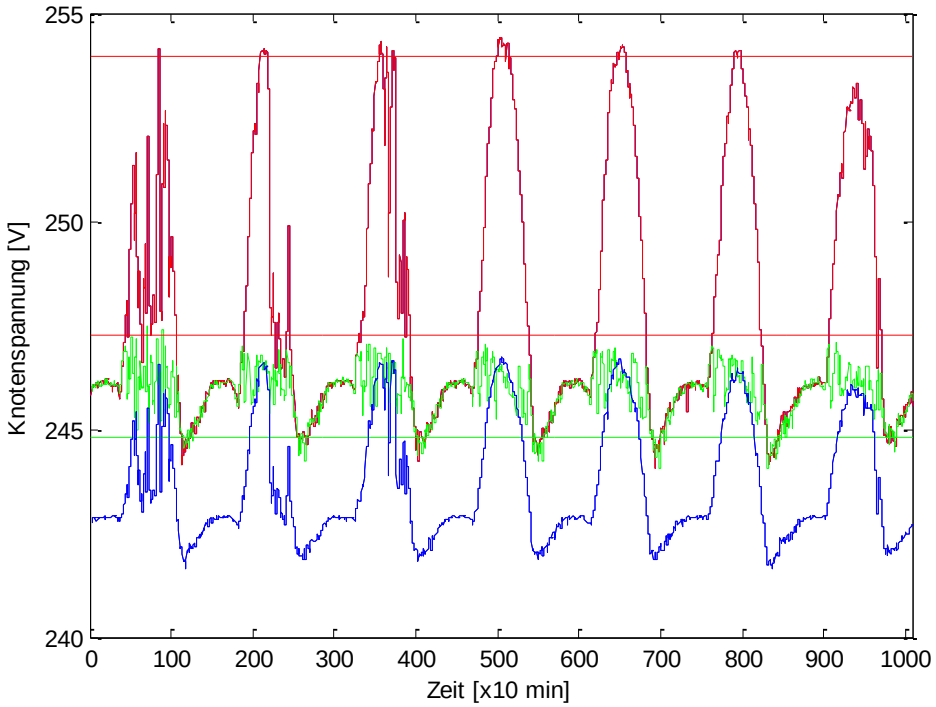


Abbildung 95: Spannung an PCC 56 für Referenz (rot) und Netzausbau (blau) sowie PCC 75 für Fall „Geregelt“ (grün).

Tabelle 27 enthält die sich daraus ergebende Hochrechnung der Netzkennwerte für das Jahr 2030.

	Fall Netzausbau	**Fall „Geregelt“**
Wirkenergie-Einspeisung [kWh/a]	1.533.800	1.499.400
Blindenergie-Einspeisung [kVarh/a]	254.010	137.110
NS-Wirkverlustenergie Leitungen [kWh/a]	502	969
MS/NS-Wirkverlustenergie Trafo [kWh/a]	21.252	20.557

Tabelle 27: Ergebnis aus der zeitlichen Hochrechnung von Netzkennwerten

Es sei angemerkt, dass sich bei dieser Betrachtung im Fall „Geregelt“ die gesamten Verluste nur leicht verringert haben und die Wirkenergie-Einspeisung geringer war. Im Fall „Netzausbau“ werden die geringeren Leitungsverluste und die leicht höhere Wirkenergieeinspeisung allerdings durch das Verlegen einer neuen Leitung, die Überdimensionierung von PV-Wechselrichtern und die Einspeisung von Blindleistung aus Wechselrichtern und Biomasseanlage erkauft. Die Einspeisung von Blindleistung wird in der ökonomischen Analyse im Übrigen vernachlässigt, da deren Effekte in Form von verringerter Wirkleistungs-Einspeisung der Biomasseanlage sowie der Kosten für die Überdimensionierung der Wechselrichter bereits berücksichtigt ist. Ferner fallen die Blindleistungsverluste (in der Tabelle nicht angegeben) im Fall „Geregelt“ geringer aus. Da die gesamte Blindleistung aber innerhalb des betrachteten Netzbereichs erzeugt wurde und die Nennscheinleistung der dezentralen Erzeuger begrenzt ist, führt letzteres in diesem Fall zu einer Erhöhung der Wirkenergieeinspeisung. Die Blindleistungsverluste wurden daher in der ökonomischen Betrachtung nicht weiter verwendet, um eine Doppelbewertung zu vermeiden.

Lieferung von Daten für die Handelssimulation

Zur Durchführung der Handelssimulation wurde eine Spezialversion der Simulation erstellt, die die Kundenreaktion auf einen variablen Tarifvektor errechnet, der in Form einer CSV-Datei zur Verfügung gestellt wird. Errechnet werden dabei auch die aggregierten Lastgänge von FPS- und SOC-Geräten. Da die Handelssimulation zeitlich zuletzt durchgeführt wurde, wurden für die FPS-Geräte nochmals aktualisierte Parameter für die durchschnittliche Nennleistung verwendet (Waschmaschinen: 308 W, Spülmaschinen: 380 W, Trockner: 510 W). Wie ein Testlauf ergeben hat, hatten diese Änderungen aber keinen maßgeblichen Einfluss auf die für die ökonomische Betrachtung verwendeten Ergebnisse der technischen Simulation einer VNZ, so dass hier auf eine Neuberechnung verzichtet werden konnte. Die restlichen Parameter blieben im Vergleich zu Szenario MA2030 unverändert. Der angenommene Jahresenergieverbrauch betrug 3600 kWh pro Haushalt und Jahr.

Zusammenfassung

Die technische Simulation einer VNZ hatte zunächst das Ziel, die Funktionsfähigkeit der in moma entwickelten Algorithmen zur Regelung einer VNZ zu prüfen und anhand realistischer Netzszenarien zu quantifizieren. Insbesondere sollten Aussagen zu möglichen Einsparungen bei Netzausbau und bei den Netzverlusten getroffen werden. Die betreffende Untersuchung konzentrierte sich auf die Niederspannungsebene. Es wurde zunächst eine Simulationsumgebung geschaffen, mit der sich die zentralen Komponenten – das elektrische Netz, die Energiebutler, der Marktautomat, der Netzautomat sowie vom Netzautomaten gesteuerte DER – simulieren ließen. Ergebnis dieser Arbeit ist eine modular aufgebaute Simulation, bei der Marktautomat, Netzautomat und Energiebutler interagieren. Die Interaktion betrifft insbesondere die gezielte Generierung von variablen Kundentarifen. Hierbei verfolgt der Marktautomat eine Maximierung seiner Erlöse bei Einkauf an der EEX mittels variabler Arbeitspreise. Der Netzbetreiber verfolgt die Reduzierung der Netzlast und der Betriebsmittelauslastung mittels variabler Netzentgelte. Die endgültigen Kundenpreisprofile kommen durch eine iterative Festlegung von Arbeitspreisen und vaNE zustande, wobei der Marktautomat auf Vorhersagen für EEX-Preise, Einspeisung von DER (in der Simulation nur PV) und den Kundenlastgängen als Reaktion auf die variablen Preise zurückgreift. Der Netzautomat überwacht außerdem fortlaufend die Spannung an kritischen Netzknoten und nimmt gegebenenfalls eine Spannungsregelung durch gezielte Blindleistungseinspeisung oder Wirkleistungsabregelung von dezentralen Erzeugern vor.

Diese Algorithmen zur Day-Ahead und Intraday-Regelung wurden an einem vorstädtischen Netz und einem Mannheimer Netz für Szenarien im Zieljahr 2030 getestet. Hierbei wurden jeweils ein Referenzfall ohne weitere Maßnahmen, ein Fall mit klassischem Netzausbau sowie die Anwendung der beschriebenen Algorithmen betrachtet. In dem vorstädtischen Netz kam es im Referenzfall zu unzulässigen Spannungsüberschreitungen und Betriebsmittelauslastungen. Diese konnten im Fall Netzausbau durch angenommene Neuverlegung einer 250 m langen Leitung und statische Blindleistungseinspeisung durch DER - teils durch Überdimensionierung von Wechselrichtern bei gleicher Wirkleistungseinspeisung, teils durch Änderung des Verschiebefaktors bei gleicher Nennscheinleistung – behoben werden. Dies gelang anstelle dieser Maßnahmen auch durch Einsatz der Day-Ahead und Intraday-Regelung, wobei hier etwa 3 % geringere Wirkleistungsverluste und 13 % geringere Blindleistungsverluste zu beobachten waren. Dieser Effekt wurde hauptsächlich auf die gezielte Einspeisung von Blindleistung zurückgeführt. Im Falle des Mannheimer Netzes wurde im angenommenen Szenario kein Netzausbaubedarf identifiziert, jedoch wurde nachgewiesen, dass auch hier ein hypothetischer Netzausbau als auch der Einsatz der Day-Ahead und Intraday-Regelung gleichermaßen zur Spannungsstabilisierung verwendet werden kann.

Als Input für die ökonomische Betrachtung wurde die technische Simulation einer VNZ außerdem eingesetzt, um Jahreswerte für die eingespeiste Wirkenergie und die Verlustenergie für den Fall Netzausbau im Vergleich mit Einsatz von Day-Ahead und Intraday-Regelung zu berechnen. Hierbei wurde bei nahezu gleicher Verlustenergie im ersteren Fall eine leicht höhere Einspeisung von Wirkenergie erzielt, die aber

durch die oben beschriebenen Maßnahmen im Fall Netzausbau erkauft wurde. Im Ergebnis entsteht dadurch durch Einsatz von Day-Ahead und Intraday-Regelung ein wirtschaftlicher Vorteil.

Schließlich wurde eine spezielle Version der technischen Simulation einer VNZ vorbereitet, um die Reaktion einer mit Energiebutlern ausgestatteten Kundengruppe im Rahmen der Handelssimulation zu berechnen. Diese wurde in der Handelssimulation zur Berechnung weiterer Inputdaten für die ökonomische Betrachtung verwendet.

6.3 Technische Simulation bei interagierenden Verteilnetzzellen[154]

In diesem Kapitel werden die Mechanismen zur Interaktion von Verteilnetzzellen beschrieben. Dabei werden die Auswirkungen auf das Netz betrachtet (Spannungs-, Trafo- und Kabelauslastung, Verluste, usw.). Insbesondere werden die Auswirkungen eines im Projekt entwickelten Verfahrens zur Netzstabilisierung anhand eines Mittelspannungs-CIGRE-Benchmarknetzes getestet. Zuerst wird auf die verteilte Automation eingegangen, danach werden die einzelnen Verfahrensschritte beschrieben. Außerdem wird über eine Jahressimulation demonstriert, dass sowohl Betriebsmittelüberlastung als auch Spannungsbandverletzung durch Anwendung des Verfahrens vermieden werden können.

Einordnung der Verteilnetzautomatisierung

Mit der fortschreitenden Nutzung dezentraler erneuerbarer Energien im Verteilungsnetz kommt es vermehrt zu bidirektionalen Energieflüssen, so dass ein aktives Management dezentraler Anlagen erforderlich wird. Die aktuell unkontrollierte Einspeisung durch dezentrale Energiewandlungsanlagen ist durch ein dezentrales Energiemanagement für den regionalen Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung zu überwinden.

Der Begriff der Verteilnetzautomatisierung beschreibt die Zerlegung von bisher als Gesamtentität zentral geführten Netzen in selbständige, aber verbundene Regelkreise mit der automatisierten Abbildung der energiewirtschaftlichen Grundprozesse. Dazu gehört auch die definierte Interaktion mit den benachbarten Netzregionen, den Anschlussobjekten der Endkunden sowie dem Energie-Markt. Bei der Umsetzung ist die von der Regulierung vorgeschriebene informatorische und buchhalterische Entflechtung (Unbundling) zwischen Markt- und Netzakteuren zu beachten.

Die Netze bleiben in der dienenden Rolle gegenüber dem wettbewerblichen Bereich, benötigen aber trotzdem eine aktivere Rolle als in der Vergangenheit. Bei stabilem Netzzustand sollen allein die wettbewerblichen Marktmechanismen wirken ohne ein steuerndes Eingreifen des Netzes. Im Übergangsbereich bei aufkommenden Gefährdungssituationen, die durch Prognosen erkennbar sind, wird ein vorausschauendes Eingreifen des Netzes notwendig. Mechanismen für die vorausschauende Steuerung können anreizbasiert gestaltet werden. Dazu müssen neue Regeln für Marktteilnehmer und Netzbetreiber aufgestellt werden, um eine proaktive Netzstabilisierung zu ermöglichen. Erst bei akuten Störungen muss der Netzbetreiber zwingend direkt eingreifen, wobei diese Maßnahmen dem regulierten Bereich unterliegen und mit Methoden zur Direktsteuerung von Anlagen wirken.

Interaktion von Netz und Markt am Vortag

In moma wird die Trennung von Netz- und Markt-Aktivitäten durch das Konzept der kooperierenden Netz- und Marktautomaten betrachtet. Die Netzautomaten können hierbei als Bestandteil der

[154] Autorenschaft: Mariam Katthabi (IWES) und Jan Ringelstein (IWES)

Verteilnetzautomatisierung angesehen werden, die bereits am Vortag vorausschauend mit den Marktautomaten zusammenwirken, um den tatsächlichen Regelungsbedarf zu minimieren.

Anhand von Fahrplänen für Erzeugung und Verbrauch versucht der Verteilnetzbetreiber (VNB) bzw. seine Netzautomaten die Situation für den nächsten Tag vorab zu berechnen. Da allerdings nicht alle Anlagen einen Fahrplan liefern können, muss ebenfalls eine Erzeugungsprognose für fluktuierende Einspeiser wie Photovoltaik- und KWK-Anlagen erstellt werden. Mit dieser Information kennt der VNB vorab den wahrscheinlichen Zustand seines Netzes für den Folgetag und kann bei Bedarf steuernd eingreifen, z.B. durch Anpassung der Netznutzungsentgelte. Die Marktautomaten berechnen anhand der angepassten Netznutzungsentgelte neue Fahrpläne und senden diese dann an den Netzautomaten bzw. VNB zurück. Bei iterativer Durchführung dieses Verfahrens entsteht eine Schleife, die in moma auf zwei Iterationen begrenzt ist. Nach Beendigung der zweiten Schleife stehen die endgültigen Kundenpreisprofile der Marktautomaten fest und somit auch die anzuwendenden Fahrpläne. Durch dieses Verfahren wird bereits am Vortag ein Ausgleich von Markt- und Netzinteressen vorgenommen und damit der Regelungsbedarf verringert.

Netzsteuerung in „Echtzeit“

Die Netzsteuerung basiert insbesondere auf Prognosen für den Folgetag. Am Tag, für den die Prognosen gelten, können unvorhergesehene Ereignisse eintreten oder die Erzeugung kann stark von der Prognose abweichen. Daher ist es notwendig, das Netz kontinuierlich zu überwachen, wie heute auch üblich für das Mittel- und Hochspannungsnetz durch die Netzleitwarte. Für das Niederspannungsnetz soll dies aufgrund der Komplexität und der Größe durch verteilte Netzautomaten geschehen. Es werden verschiedene Messwerte erfasst und mit Sollwerten verglichen. Die Sollwerte richten sich nach einer technischen Norm oder einer Vorgabe des VNB. Bei Feststellung einer Abweichung reagiert der Netzautomat darauf und berechnet die optimale Lösung mit den vorhandenen Regelmöglichkeiten. Anschließend werden Steuerbefehle zu den entsprechenden Anlagen geschickt und bei Bedarf nachgeregelt.

Zu den verfügbaren Eingriffsmöglichkeiten, die dem Netzautomat für die Netzsteuerung zur Verfügung stehen, gehört zum einen die Blindleistungssteuerung, z.B. durch Vorgabe des Verschiebefaktors bei Wechselrichtern von Photovoltaikanlagen. Zum anderen kann ggf. die Spannung am Ortsnetztransformator verändert werden, etwa durch Änderung des Übersetzungsverhältnisses wie es beim „regelbaren Ortsnetztransformator“ der Fall ist. Denkbar wäre auch eine dynamische Topologieanpassung der Netze durch Schließen bzw. Öffnen von Trennstellen, sofern entsprechende automatisierte Schalter vorhanden sind. Auch die Blindleistungssteuerung von Wechselrichtern setzt das Vorhandensein einer geeigneten technischen Schnittstelle voraus, um Änderungen der Sollwerte bzw. Kennkurven automatisiert vornehmen zu können. Diese Voraussetzung ist heute bei den meisten Anlagen noch nicht gegeben, so dass zunächst entsprechende Nachrüstungen notwendig sind. Zudem ist die Blindleistungssteuerung zum Zwecke der Spannungsbeeinflussung im Niederspannungsnetz aufgrund des hohen R/X-Verhältnisses weniger effektiv als in den höheren Spannungsebenen. Folglich kann nicht garantiert werden, dass die aufgeführten Eingriffsmöglichkeiten ausreichen, um die Netzqualität bei einer hohen dezentralen Einspeiseleistung zu jeder Zeit zu gewährleisten und die verfügbaren Netzkapazitäten optimal auszunutzen. Somit muss dem Netzautomaten die Möglichkeit offen stehen, auch die Wirkleistung zu beeinflussen, etwa durch Abregelung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen an Netzanschlusspunkten von Liegenschaften mit Erzeugungsanlagen durch Eigenverbrauch oder Eigenspeicherung sowie im Notfall auch zur direkten Abregelung der Erzeugungsanlage zwecks Behebung besonders kritischer Netzsituationen. Zusätzlich sollte auch die Verbrauchsseite beeinflusst werden können – zum einen, um ein Maximum an Einspeisung aus erneuerbaren Energie zu ermöglichen, zum anderen, um auch kritische Verbrauchssituationen beheben zu können, wie sie in Zukunft bei einer starken Durchdringung von Elektrofahrzeugen in Verbindung mit variablen Stromtarifen entstehen können.

Der hierfür vorgestellte Ansatz setzt auf eine kurzfristige Interaktion zwischen Netzautomat und flexiblen Lasten / Erzeugern. Die Potenziale für Wirkleistungsverschiebung sollen kontinuierlich vom Netzautomat ermittelt und ausgewertet werden, um den optimalen Einsatz der Wirkleistungsverschiebung zu bestimmen und unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen anzuwenden.

Die Flexibilität von Lasten und Einspeisern kann nicht nur für die lokale Netzsteuerung eingesetzt werden, sondern ist auch für die übergeordneten Netzbelange von Bedeutung. Aufgrund des stetigen Zubaus an erneuerbaren Energien mit volatiler Einspeisung steigt der Bedarf nach Regelenergie an, um die Stabilität der Energieversorgung gewährleisten zu können. Gleichzeitig nimmt auch die Zahl der flexiblen Verbraucher (z.B. Wärmepumpen, Klimaanlagen, Elektroautos) und Erzeugungsanlagen (vor allem Blockheizkraftwerke) zu, die durch Last- bzw. Erzeugungsverschiebung einen Beitrag zur Systemstabilisierung leisten könnten. Die heutigen Mechanismen zur Teilnahme von Anlagen am Regelenergiemarkt sind jedoch noch zu unflexibel, um diese Potenziale voll ausschöpfen zu können und beinhalten keine explizite Berücksichtigung der Restriktionen der Verteilungsnetze.

Die im Folgenden vorgeschlagenen Verfahren sollen die Möglichkeit bieten, die Flexibilitäten auch von kleineren Anlagen, die keinen garantierten Fahrplan einhalten können, zur Bereitstellung von Regelleistung und zusätzlich auch für die Stabilisierung der Verteilungsnetze (Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen, Spannungsbandhaltung) zu nutzen.

Bottom-Up-Verfahren

Die Unvorhersehbarkeit von Anschlussleistungen, die hauptsächlich durch die Volatilität von Energieverbrauch und Erzeugung entsteht, muss durch echtzeitnahe Netzführungsstrategien adressiert werden. Dies wird z.B. ermöglicht durch eine so genannte Bottom-Up-Angebotssammlung, die Flexibilitäten für Last- bzw. Erzeugungsverschiebung im Netz verwendet, um Netzprobleme zu vermeiden bzw. rechtzeitig zu beheben. Hierzu eignet sich die in Abbildung 96 dargestellte Struktur der Verteilnetzautomatisierung.

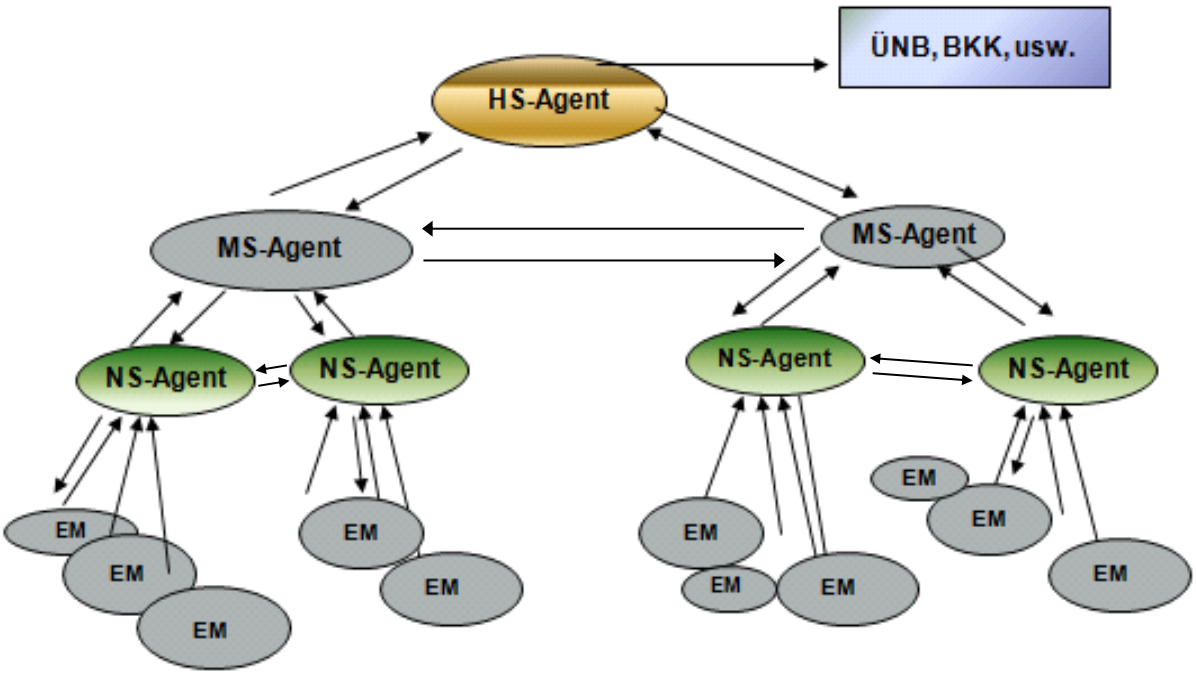


Abbildung 96:Struktur der Netzautomatisierung

Annahmen

- Die Angebote gelten für fixe Zeitperioden (sog. „Verhandlungsperioden“).
- Zu Beginn einer jeden Verhandlungsperiode werden die zur Verfügung stehenden Potenziale im Netz in Form von Angeboten für Leistungsänderungen ermittelt, um dann deren Einsatz zur Gewährleistung einer stabilen Versorgungssituation zu planen.
- Jede Verhandlungsperiode ist in Zyklen unterteilt.
- Die Angebotssammlung verläuft „Bottom-Up“, d.h. zuerst sammeln die NS-Automaten Angebote von den dezentralen Energiemanagern (EM), dann die MS-Automaten Angebote von den NS-Automaten usw.
- Während eines Zyklus werden nur Angebote in einer Netzebene gesammelt und ausgewählt, d.h. in Zyklus 1 nur die Niederspannungsebene, in Zyklus 2 die Mittelspannungsebene usw.
- Jedes Angebot (z.B.: „Drosselung der Einspeisung aus einer KWK-Anlage auf 50 % der Nennleistung für die nächste Verhandlungsperiode“) stellt ein Potenzial dar, das während der Verhandlungsperiode nicht unbedingt in Anspruch genommen werden muss.
- Jedes Angebot ist mit einem Preis versehen.
- Alle dezentrale Energiemanager (EM) besitzen eindeutige ID-Nummern. Diese erlauben die Lokalisierung im Stromnetz.
- Jeder Netzautomat ist in der Lage, eine Lastflussberechnung in seinem unterlagerten Netz durchzuführen.
- Im Rahmen einer Offline-Berechnung sind kritische Netzknotenpunkte („Pilotknoten“) identifiziert worden, die der Netzautomat überwacht, um einzuschätzen, ob es Spannungsbandverletzungen gibt.
- Die minimale und maximale Wirkleistungsänderung $_{min}P_{Änderung}$ und $_{max}P_{Änderung}$, die ohne Spannungsbandverletzung und ohne Betriebsmittelüberlastung (Leitungen, Trafo usw.) möglich ist, kann berechnet werden.

Verhandlungsablauf

Start_Period

Zu Beginn der Verhandlungsperiode fordert der Netzautomat die EM auf, ihre Angebote mitzuteilen. Der Netzautomat erzeugt aus allen Angeboten folgende Listen:

- Angebote von Wirkleistungsverbrauchern (P-Verbraucher)
- Angebote von Wirkleistungserzeugern (P-Erzeuger)
- Angebote von Blindleistungserzeugern (Q-Erzeuger, Blindleistungskompensation oder Absorption mittels Verschiebung des Leistungsfaktors je nach Versorgungslage)

Classify Bids/Offers

Anschließend sortiert der Netzautomat die Listeneinträge nach Preis aufsteigend und passt die Preise an die an den Systemdienstleistungsmärkten geltenden Preisspannen an.

Choose Bids/Offers

Der Netzautomat wählt diejenigen Angebote aus, die in der Verhandlungsperiode die Einhaltung der Spannungsgrenzen ($U_{min} < U < U_{max}$ an jedem Pilotknoten) und der Belastungsgrenzen der Kabel und Transformatoren in seinem Netz sicherstellen.

Hierzu berechnet der Netzautomat mittels Lastflussrechnung, ob Spannungsprofil und Betriebsmittelgrenzen eingehalten sind. Falls ja, wählt er die Angebote nach Preis aufsteigend so aus, dass die Netzspannung an den kritischen Knoten möglichst nahe an der Nennspannung liegt und die Betriebsmittelgrenzen weiterhin eingehalten sind. Falls nein, dann wird die direkte Steuerung angewendet (s. unten). Die Summe der Angebote bietet der Netzautomat am Ende des Verhandlungszyklus gegenüber dem übergeordneten Netzautomaten an. Letzterer verfährt analog mit allen Angeboten seiner unterlagerten Automaten.

End_Period

Am Ende der Periode wird die Auswahl der Angebote fixiert und die EM werden über das Ergebnis der Auswahl informiert.

Die direkte Regelung wird durchgeführt, wenn der Netzzustand keine anreizbasierte Regelung erlaubt. Sie dient dazu, eine Spannungsbandverletzung an einem Pilotknoten zu beheben, indem Wirk- und Blindleistungsregelung aus Netzanlagen und Anlagen mit entsprechender Eignung verwendet wird. Hierbei werden zuerst diejenigen Anlagen verwendet, die die Spannung am Pilotknoten am stärksten beeinflussen. Die Information, welche Anlagen dies sind, wird durch die Netzautomaten durch vorherige Simulation bestimmt[155].

Die oben dargestellte Methode ermöglicht eine Angleichung von Erzeugung und Verbrauch und damit eine wirksame Netzstabilisierung, sofern genug Energiemanager (EM) in Liegenschaften an diesem Verfahren teilnehmen. Durch kontinuierliche Überwachung des Netzes wird immer kurzfristig festgestellt, welche Maßnahmen für die Netzregelung notwendig sind. Die Nutzung realer Angebote von Energiemanagern gekoppelt mit einer traditionellen Netzregelung ermöglicht eine zeitnahe Anpassung an Einspeisungsfluktuationen im Netz, die durch die Dezentralisierung der Energieerzeugung verursacht werden. Durch die Interaktion des Netzes mit den Energiemanagern bieten sich neue Möglichkeiten, um Netzprobleme da zu regeln, wo sie entstehen. Hierdurch ist zu erwarten, dass der Regelungsbedarf aufgrund von Abweichungen zwischen Fahrplänen vom Vortrag und den tatsächlich auftretenden Lastsituationen verringert wird und damit der Bedarf nach zusätzlichen Kraftwerken für Regelenergie begrenzt werden kann. Um solche Funktionalitäten zu ermöglichen, müsste die Rolle der Verteilnetzbetreiber entsprechend angepasst werden.

Eigenschaften des Testnetzes

Im folgenden Abschnitt wird die Methode näher erläutert und ihre Auswirkung in einem Testnetz untersucht. Hierzu wurde ein CIGRE Benchmark-Netz ausgewählt[156]. Dieses Netz wird in der Regel für verschiedene Anwendungen eingesetzt, da es für verschiedenste Szenarien des Zusammenspiels zwischen Lasten und

[155] M. Khattabi, A. Kießling, P. Selzam, J. Ringelstein: „Agent based Automation for a Smarter Distribution Grid“. In: Proceedings IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Europe, Berlin, 2012.

[156] K. Rudion, A. Orths, Z.A. Styczynski, K. Strunz e.al.: „Development of Benchmarks for Low and Medium Voltage Distribution Networks with High Penetration of Dispersed Generation“. In: Proceedings IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2006.

Erzeuger an der Mittel-und Niederspannungsebene ideal ist. Es dient auch als Vergleich für verschiedene Steuerungsmethoden, die in der Wissenschaft entwickelt werden.

Das Netz hat 14 Knotenpunkte (T1…T14) und besteht aus zwei Teilnetzen T1-T11 und T12-T14, die jeweils von einem HV/MV Transformator versorgt werden. Alle Knotenpunkte T1...T14 haben eine Nennspannung von 20 kV, das überlagerte Hochspannungsnetz 110 kV. Das Netz wurde in vorliegender Simulation durch Öffnen der Trenner zwischen T4 und T11 sowie T5 und T7 als Strahlennetz betrieben. Diese Betriebsweise ist besonders geeignet für vorliegende Untersuchung, da strahlenförmig betriebene Netze am meisten Spannungsbandverletzungen aufzeigen. Die folgende Abbildung bietet nochmals eine Übersicht über die Topologie des Netzes.

Die physikalischen Eigenschaften des Netzes sind in Tabelle 28 beschrieben.

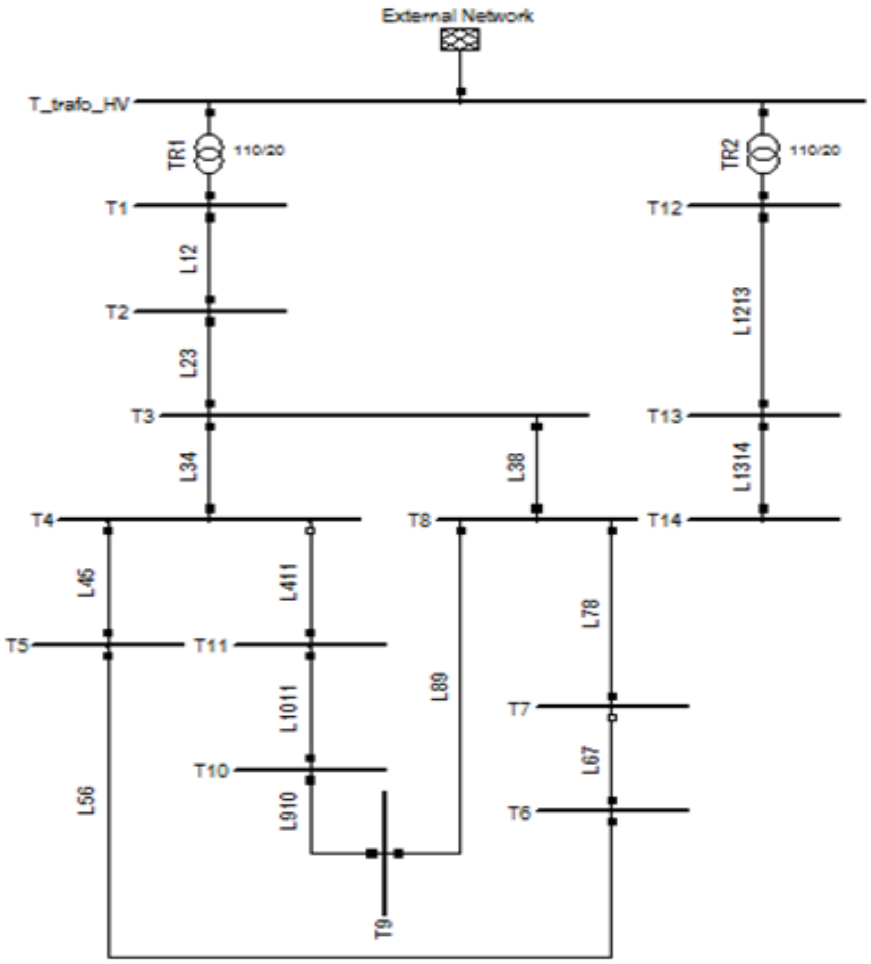


Abbildung 97: CIGRE Mittelspannungsnetz Topologie [s. Quellenangabe im Text]

Strang-anfang	Strang-ende	Widerstand [pu]	Reaktanz [pu]
T_trafo_HV	T1	0,00376196	0,1007298
T1	T2	0,055836	0,037224
T2	T3	0,087516	0,058344
T3	T4	0,012078	0,008052
T4	T5	0,011088	0,007392
T5	T6	0,030492	0,020328
T3	T8	0,02574	0,01716
T8	T7	0,0198	0,0132
T7	T6	0,004752	0,003168
T4	T11	0,009702	0,006468
T11	T10	0,006534	0,004356
T8	T9	0,006336	0,004224
T9	T10	0,015246	0,010164
T_trafo_HV	T12	0,00376196	0,1007298
T12	T13	0,096822	0,064548
T13	T14	0,059202	0,039468

Tabelle 28: Parameter des CIGRE Netzes mit nominaler Netzspannung von 20 kV

Das Mittelspannungsnetz ist überwiegend kapazitiv, so dass eine Blindleistungsregelung kombiniert mit einer entsprechenden Stufenschaltung des Transformators speziell für die Spannungsregelung sinnvoll ist. Die folgende Tabelle enthält die Kabellängen der einzelnen Netzstränge:

Strang Anfang	Strang Ende	Länge [km]
T1	T2	2,82
T2	T3	4,42
T3	T4	0,61
T4	T5	0,56
T5	T6	1,54
T6	T7	0,24
T7	T8	1,67
T8	T9	0,32
T9	T10	0,77
T10	T11	0,33
T11	T4	0,49
T3	T8	1,3
T12	T13	4,89
T13	T14	2,99

Tabelle 29: Leitungslängen des CIGRE Netzes

Parametrisierung der Simulation

Für alle Simulationsläufe wurden Lasten an den Netzknoten wie folgt verteilt:

Knotenpunkt	Last-Typ	P_{max} [pu]	Q_{max} [pu]
T1	NS-Haushalte*	0,15	0,031
T1	Industrie	0,05	0,01
T3	NS-Haushalte	0,00276	0,00069
T3	Industrie	0,00224	0,00139
T4	NS-Haushalte	0,00432	0,00108
T5	NS-Haushalte	0,00725	0,00182
T6	NS-Haushalte	0,00550	0,00138
T7	Industrie	0,00077	0,00048
T8	NS-Haushalte	0,00588	0,00147
T9	Industrie	0,00574	0,00356
T10	Industrie	0,00068	0,00042
T10	NS-Haushalte	0,00477	0,0012
T11	NS-Haushalte	0,00331	0,00083
T12	NS-Haushalte	0,15	0,03
T12	Industrie	0,05	0,017
T13	Industrie	0,00032	0,0002
T14	Industrie	0,00330	0,00205
T14	NS-Haushalte	0,00207	0,00052

Tabelle 30: Verteilung der Lasten im Simulationsnetz

*NS-Haushalte: Niederspannungsnetz mit entsprechenden Haushalten

Der Spannungsband wurde sowohl für die Mittelspannung- als auch für die Niederspannungsebene auf insgesamt ± 5 % um die Nennspannung begrenzt (± 2 % auf der Mittelspannungsebene und ± 3 % auf der Niederspannungsebene). Eine Begrenzung der Kabelauslastung auf 100 % wurde angenommen (in der Praxis vom Verteilnetzbetreiber ggf. anders bestimmt). Die in diese Fallstudie verwendeten dezentralen Energiewandlungsanlagen wurden wie folgt dimensioniert:

Knotennummer	Anlagen-Typ	P_{max} [kW]
T3	PV	20
T4	PV	20
T5	PV	30
T6	PV	30
T7	PV	10
T7	Wind	1500
T8	PV	20
T9	PV	30
T10	PV	40
T11	PV	10

Tabelle 31: Verteilung dezentraler Energiewandlungsanlagen im CIGRE Netz

Abbildung 98 stellt die räumliche Verteilung der dezentralen Anlagen dar. Die Anlagen wurden im durch TR1 versorgten Teilnetz so verteilt, dass verschiedene Versorgungssituation simuliert werden können. In Knoten T9 und T7 treten die höchsten Spannungen auf. Das durch TR2 versorgte Teilnetz wird als Vergleich verwendet.

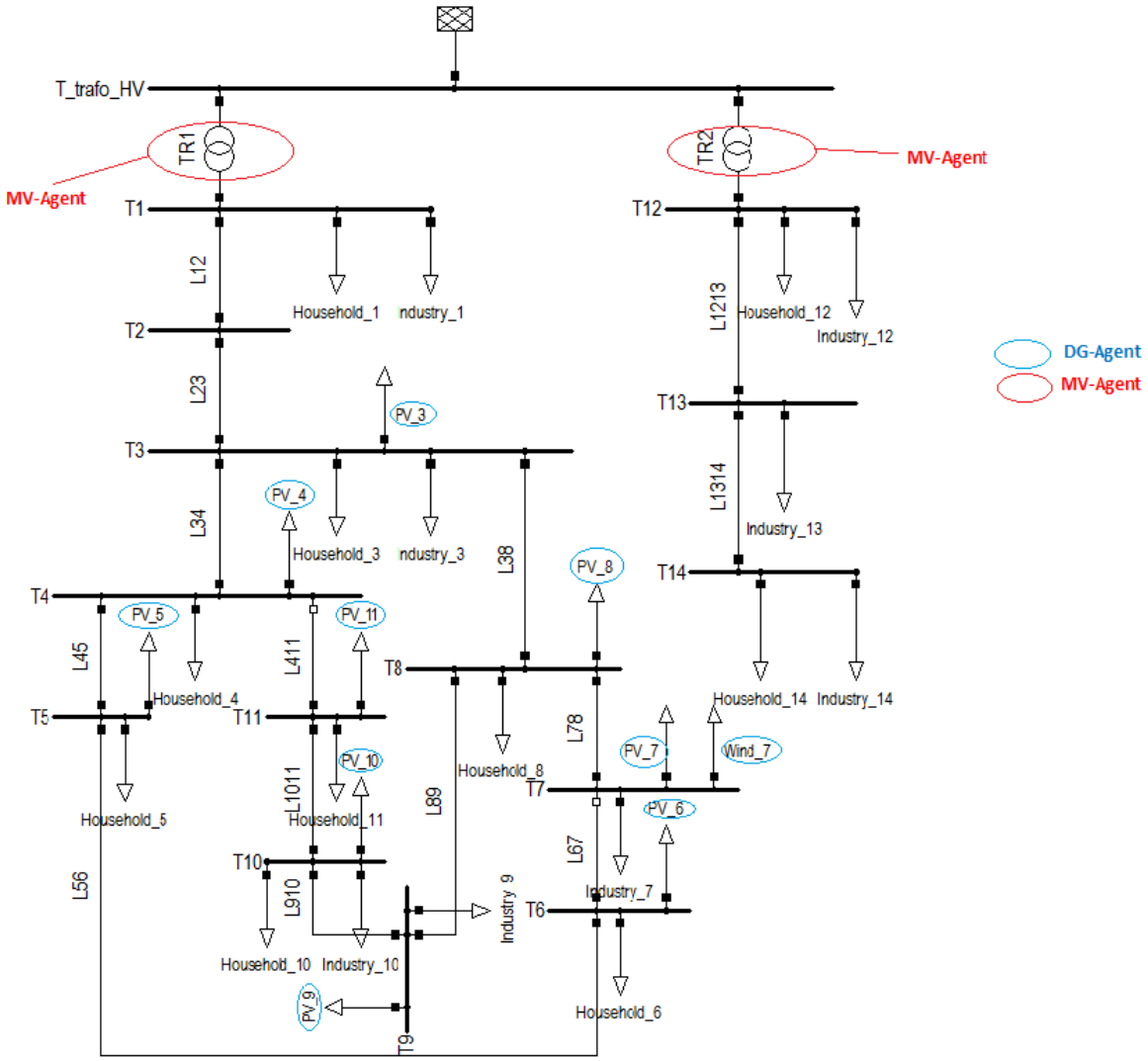


Abbildung 98: Verteilung der dezentralen Anlagen im Simulationsnetz

Um die Wirksamkeit des oben erläuterten Verfahrens zu ermitteln, wird getestet, ob damit der Betrieb des Netzes innerhalb der Betriebsmittelgrenzen stabilisiert und Netzausbau (Verstärkung von Kabeln und/oder Trafos) vermieden werden kann. Hierfür muss zunächst festgestellt werden, wie viel Einspeisung in das Netz überhaupt zu einer Verletzung von Spannungs- oder Kabelauslastungsgrenzen führt, da erst dann die nach dem Verfahren erfolgte Regelung eingreift. Dies wird ermittelt, indem eine Lastflussberechnung mit einer maximalen Einspeisung und einem minimalen Verbrauch durchgeführt wird. Diese Rechnung hat die erste Spannungsverletzung aufgezeigt, als die Einspeiseleistungen um 34 % über die in obiger Tabelle angegebenen Leistungen erhöht wurden. Darauf basierend wurden drei Simulationsszenarien definiert: 100 %, 200 % und 250 % Einspeisung gegenüber den in der Tabelle angegebenen Werten. Damit kann davon ausgegangen werden, dass während der Simulation Spannungsverletzungen im Netz auftreten.

Das implementierte Verfahren unterscheidet sich vom oben angegebenen dadurch, dass auch die Schaltung der Trafo-Stufensteller angepasst werden kann. Ferner werden keine Angebote in Anspruch genommen, solange sich die Spannung an den Netzknoten im zulässigen Bereich bewegt. Das Verfahren ist in folgendem Flussdiagramm dargestellt.

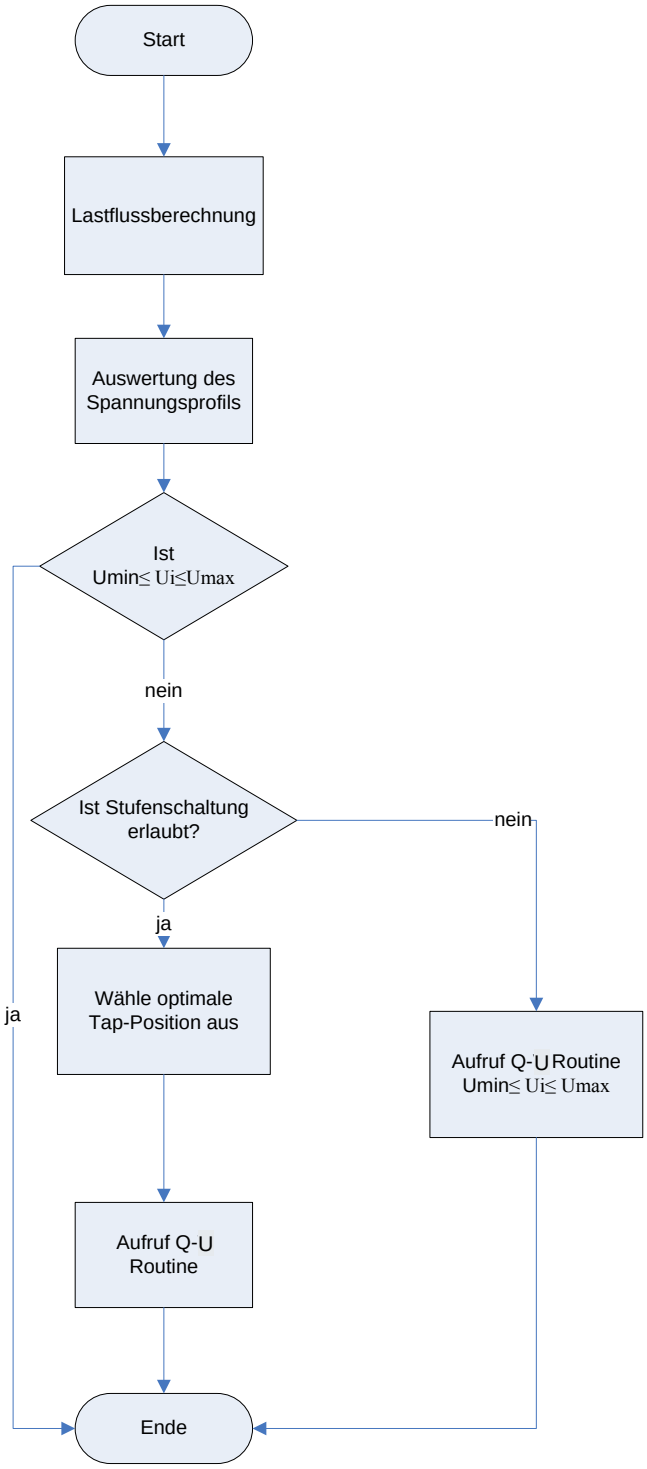


Abbildung 99:Flussdiagramm der implementierten Regelung

Ob und wie die Stufenschaltung zu betätigen ist, hängt von der Betriebsbedingungen des Verteilnetzbetreiber ab. In diesem Fall wurde die Annahme getroffen, dass maximal 12 Stufenschaltungen pro Tag erlaubt sind. Die im Flussdiagramm erwähnte Q-U Routine entspricht der direkten Regelung, wie oben beschrieben. Es wird angenommen, dass Flexibilitäten der Anlagen in der Form von Wirk- und Blindleistungsänderungen angeboten werden können.

Dafür agiert jeder DEA-Automat stellvertretend für seine zugeordnete Anlage. Mögliche Blindleistungsänderungen werden in der Form eines Vektors dem übergeordneten Netzautomaten mitgeteilt.

Hierbei gilt für die i-te Möglichkeit zur Blindleistungsänderung einer Anlage:

$$\Delta Q_{DGi} = k_i \, . \, Q_{DGi}$$

Abhängig von einem Faktor k_i, der von der Einspeisesituation oder dem Preis für die Blindleistungseinspeisung abhängig sein kann, wird damit ein Vektor ΔQ von jedem Automaten erzeugt und zum MV- Automat gesendet als:

$$\Delta Q = ((\Delta Q_{DG1}, P_1) (\Delta Q_{DG2}, P_2) \ldots (\Delta Q_{DGn}, P_n))$$

Hierbei ist P_i der theoretische Preis der möglichen Q-Änderung ΔQ_{DGi}.

Das P_i der einzelnen Anlagen ist so ausgewählt, dass die Betriebskosten und die Verlustkosten der jeweiligen Anlage plus eine Marge abgedeckt sind. Dieser Vektor ist so formuliert, dass der minimale Leistungsfaktor der einzelnen Anlagen bei 0,9 induktiv bzw. kapazitiv (je nach Situation) liegt. Der Leistungsfaktor der Lasten ist nach Annahme auf 0,98 festgelegt.

Der MV-Netzautomat wählt die Möglichkeiten abhängig von ihrer Effizienz bei der Beeinflussung der Netzstabilität und ihrem Preis aus. Dabei wird als Lösung des Netzproblems eine Kombination von Möglichkeiten so gewählt, dass der Lösungspreis minimal ist ($P = P_{min}$) und die Spannungen in jedem Netzknoten innerhalb der erlaubten Grenzen liegen ($U_i \in [U_{min}, U_{max}]$).

Ergebnisse der Simulation

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse für den Einspeisefall 250 % zusammengefasst. Eine Jahressimulation der auf 250 % skalierten Einspeiseprofile bei unveränderten Verbrauchsprofilen wurde durchgeführt.

Die Jahressimulation (siehe auch Abbildung 100) zeigt, dass die Spannung an den meisten Tagen mehr als 2 % über der Nennspannung liegt. Eine Kabelüberlastung wurde nicht festgestellt (durchgehend unter 50 %). In der Regel wird in diesem Fall das Netz durch Auslegung neuer Kabel verstärkt. Im Prinzip wird das Netz damit ausgebaut, so dass die Kurzschlussleistung in jedem Anschlusspunkt erhöht wird. Um die Spannungsanhebung auszugleichen, würde ein Ausbau mit 18,08 km Kabellänge benötigt. Die Ergebnisse der Jahressimulation nach dieser Netzverstärkung sind in Abbildung 101 angegeben. Die Spannung bleibt dann durchgehend knapp unter der 2 % Grenze.

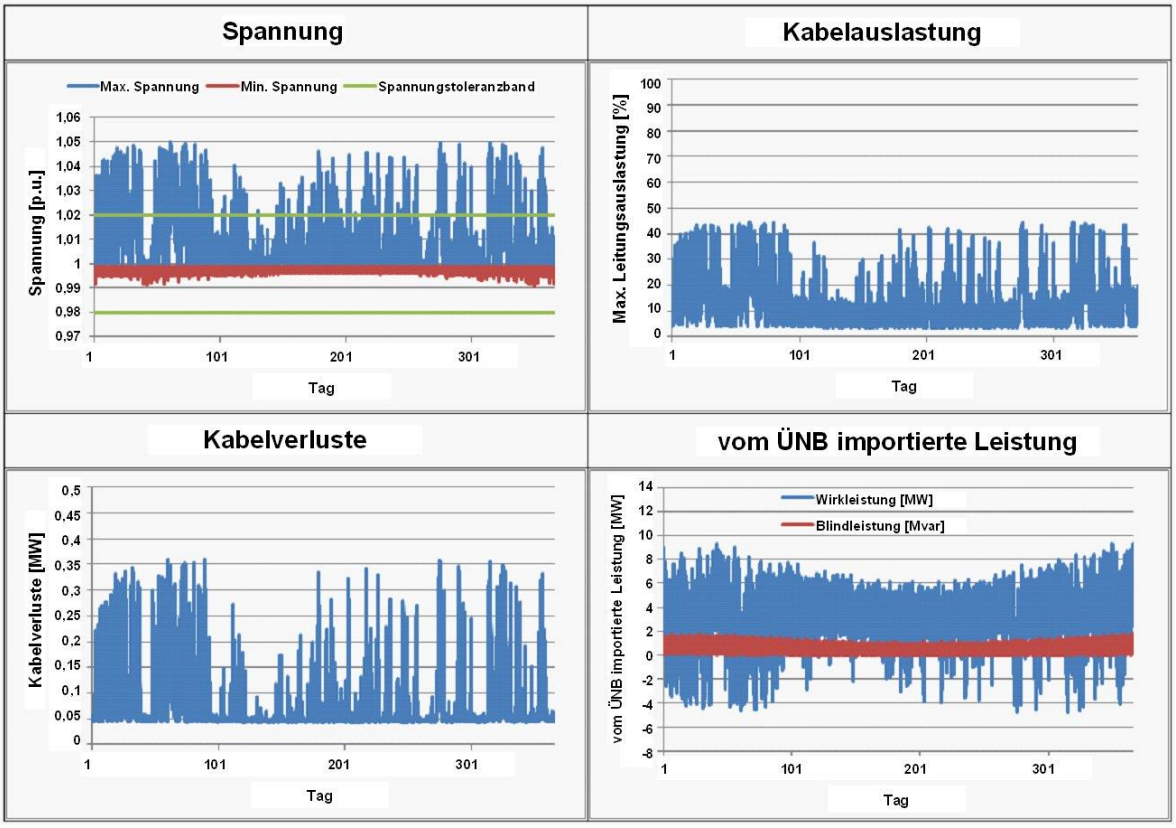


Abbildung 100: Ergebnisse der Jahressimulation ohne Regelung und Netzausbau für den 250 % Einspeisefall

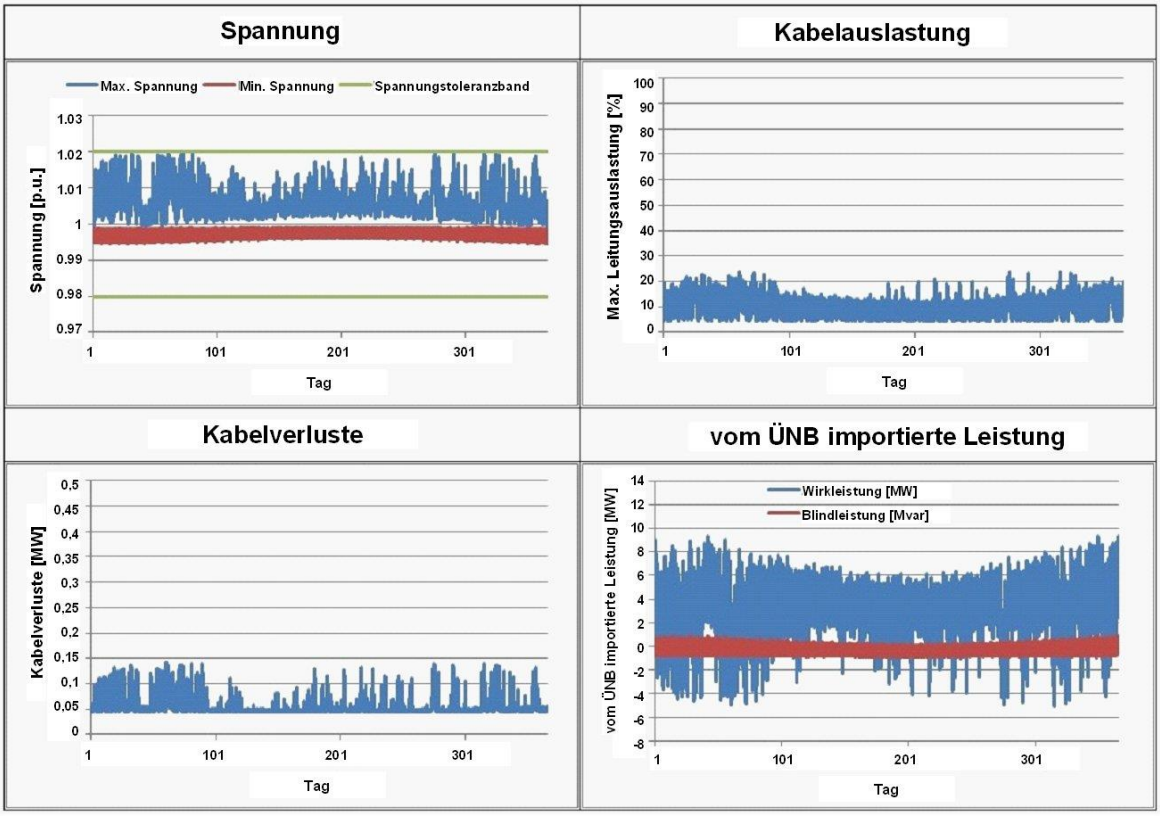


Abbildung 101: Ergebnisse der Jahressimulation nach Netzausbau im Szenario 250 %

Bei Einsatz der Regelung basierend auf Netzautomaten bleibt die Spannung ohne weitere Netzausbau-Maßnahmen durchgehend unter 2 %. Ein optimaler Einsatz der Stufenschaltung des Transformators kombiniert mit einer Blindleistungsregelung durch DEAs war hierzu ausreichend. Die Ergebnisse der Jahressimulation mit Regelung sind in folgender Abbildung angegeben. Durch die Regelung wurde ein maximaler Blindleistungsbedarf von 3,3 Mvar für die Spannungsregelung festgestellt.

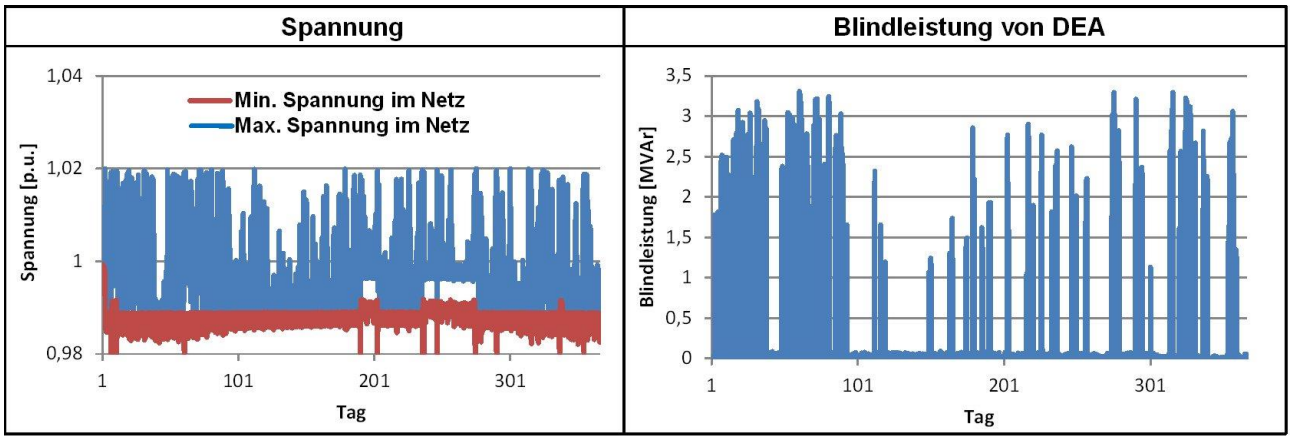


Abbildung 102: Ergebnisse der Jahressimulation mit Regelung durch Netzautomaten

Abbildung 103 zeigt den Jahresverlauf der Blindleistungskompensation durch die im Simulationsnetz modellierten Anlagen.

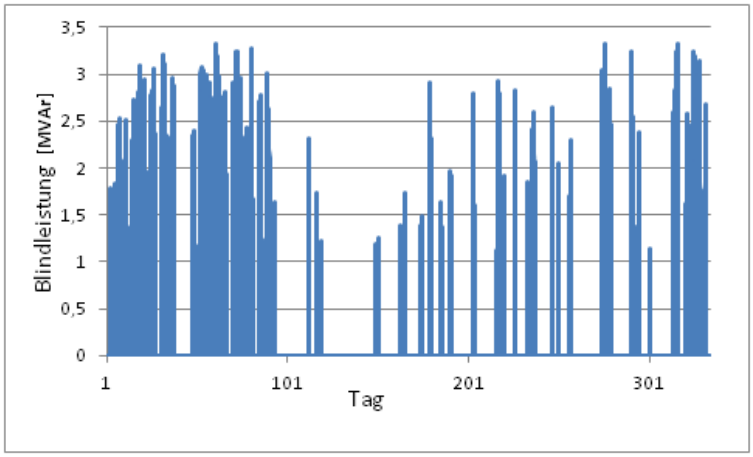


Abbildung 103: Blindleistungskompensationsverlauf abgeleitet aus den Ergebnissen der Jahressimulation

Der Verlauf der Blindleistungskompensation über ein Jahr ist aggregiert dargestellt. Je nach Wirkleistungseinspeisung der einzelnen Anlagen entsteht eine Spannungssituation, die kritisch werden kann. Dies ist besonders der Fall, wenn die Windkraftanlage mit nahezu Nennleistung einspeist. Deshalb wurde eine Summe von 1948,1 Mvarh an Blindleistung aus den dezentralen Anlagen benötigt, um den Spannungsverletzungen entgegen zu wirken. Der Verlauf der Stufenschaltung ist in folgender Abbildung gezeigt.

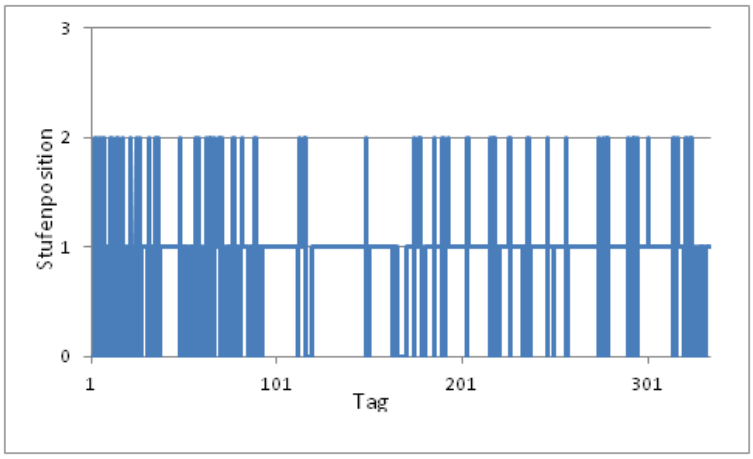


Abbildung 104: Stufenschaltungen zur Spannungs- und Netzauslastungsverringerung

Insgesamt wurden 753 Stufenschaltungen benötigt, um die geforderten Spannungsgrenzen einzuhalten. Zur Zeit gibt es keine konkrete Beschränkung zur Betätigung der Stufenschaltung. Aus der Sicht des Asset Managements seitens des Netzbetreibers sollte aber die erlaubte Zahl der Schaltvorgänge entsprechend der Auslastung und Lebensdauer der Transformatoren festgelegt werden.

Wie in nachfolgender Abbildung dargestellt, blieb auch die Kabelauslastung durch die Regelung unter der Obergrenze von 100 %. Insgesamt hat sich die Regelung damit als wirksam erwiesen. Eine Einhaltung der Betriebsbedingungen von 2 % Spannungsgrenze und 100 % Betriebsmittelauslastung wurde erfolgreich gezeigt.

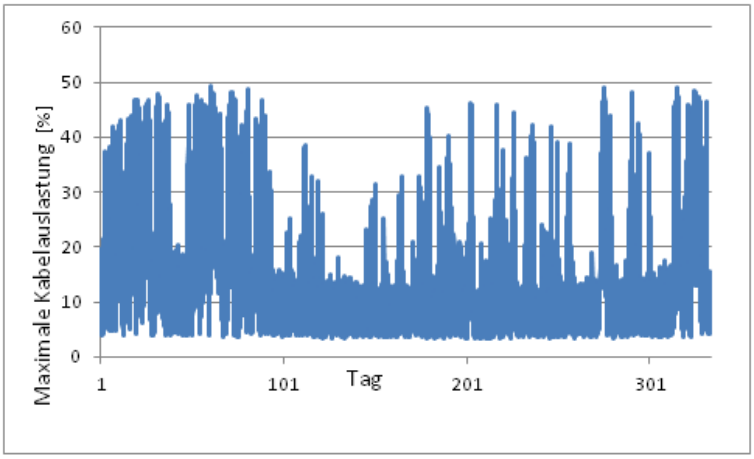


Abbildung 105: Maximale Kabelauslastung im Simulationsnetz

Zusammenfassung:

In dieser Simulation wurden Mechanismen zur automatisierten Interaktion von Verteilnetzzellen beschrieben. Dabei wurde die Auswirkung auf das Netz betrachtet (Spannungs-, Trafo- und Kabelauslastung, Verluste, usw.). Insbesondere wurde die Auswirkung eines im Projekt entwickelten Verfahrens zur Netzstabilisierung anhand eines Mittelspannungs-CIGRE-Benchmarknetzes getestet. Insgesamt wurden 12 Automaten simuliert, die ihre Ausgangsleistung für die Betriebsführung lokal und koordiniert angepasst haben.

Mit dem eingesetzten Konzept wurde das Zusammenwirken der Verteilnetzzellen über Netz- und Marktautomaten ermöglicht. Darüber wurde eine Betriebsführung erreicht, bei der Betriebsgrenzen

eingehalten werden können. Obwohl die Erzeugung der dezentralen Anlagen wesentlich (um 250 %) erhöht wurde, wurden sowohl Spannungsgrenzen eingehalten, als auch die Grenzen der Trafo- und Kabelauslastung.

Die durchgeführte Jahressimulation hat gezeigt, dass für den untersuchten Fall eine Gesamt-Blindleistungskompensation von etwa 1950 Mvarh für die Spannungsregelung notwendig war. Zudem war die optimale Regelung nur zu erreichen durch eine kombinierte Regelung der dezentralen Energieanlagen und die Stufenschaltung der Transformatoren. Die Simulation zeigte, dass hierdurch eine Netzausbaulösung von etwa 18 Kilometer Kabellänge vermieden werden konnte, die ansonsten zur Einhaltung der Belastungsgrenzen des Netzes hätte eingesetzt werden müssen.

In dieser Arbeit wurde die Hochskalierbarkeit dieser Methode nicht untersucht, weshalb hierzu weitere Arbeiten erfolgen sollten.

6.4 Handelssimulation[157]

Aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen müssen Privatkunden weiterhin über Standardlastprofile abgerechnet werden und bieten somit aus Sicht des Handels kein reales Lastverschiebungspotenzial. Deshalb hat man sich dafür entschieden, die Handelsabteilung der MVV nicht in die Prozesse des 3. Feldtests einzubeziehen. Stattdessen sollten die Handelsaktivitäten als Simulation nachträglich abgebildet werden, um die Zusatzerträge durch die Lastverschiebungen (unter der Annahme, dass die notwendigen gesetzlichen Rahmenbedingungen gegeben wären) abschätzen zu können. Offen bleibt an dieser Stelle, ob die Zusatzerträge dem Kunden, dem Handel oder dem Vertrieb zugerechnet werden können. Dies wird aber im Unterkapitel „Ergebnisse“ noch diskutiert. Im folgenden Sequenzdiagramm ist der Übergang zwischen den geplanten Aktivitäten im Feldtest und der Handelssimulation als roter Kreis dargestellt.

[157] Autor: Patrick Selzam (IWES)

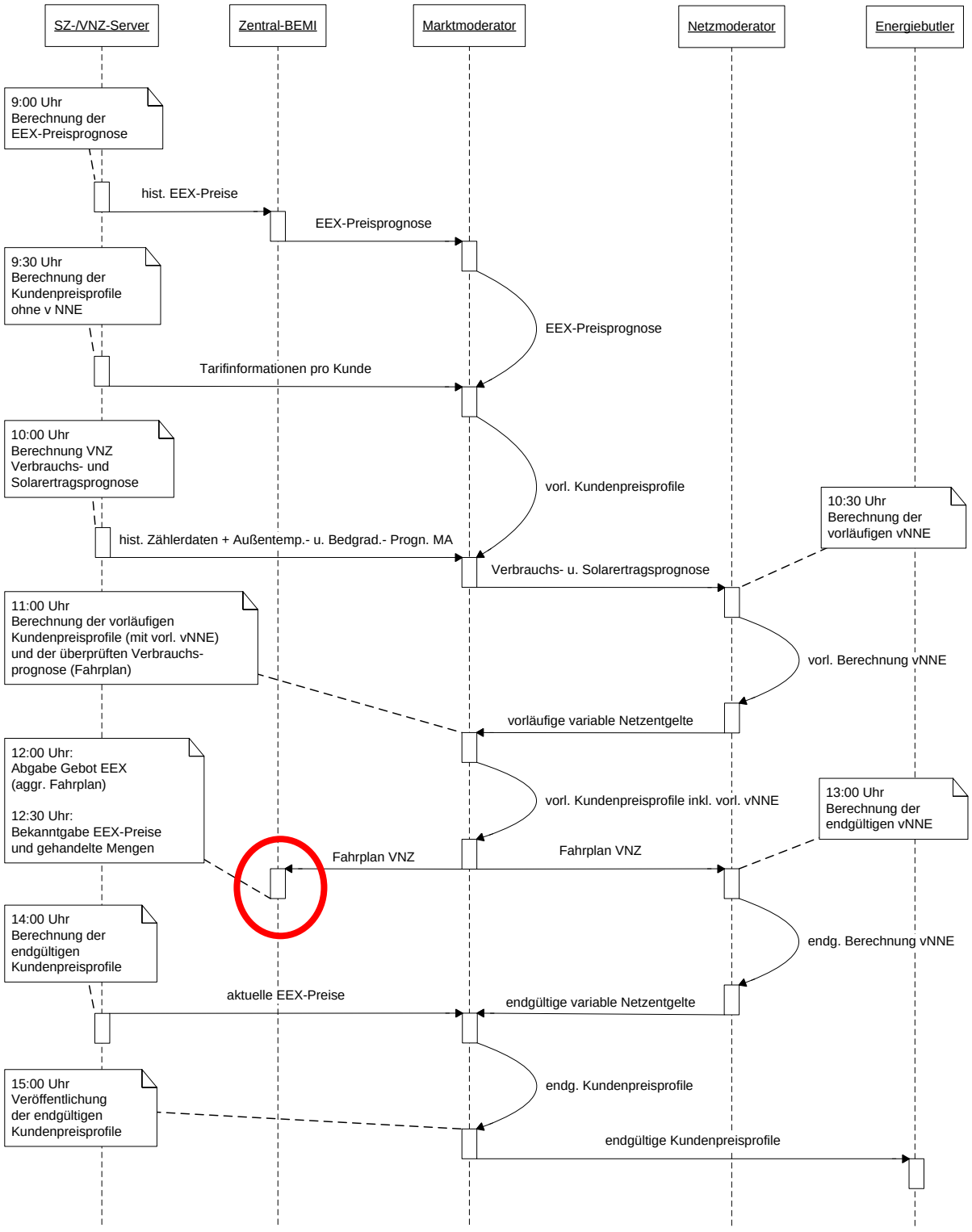


Abbildung 106: Berechnung der Kundenpreisprofile

Der Stromhandel ist grundsätzlich zuständig für die möglichst günstige Beschaffung elektrischer Energie über die Strombörse, bilaterale Handelsgeschäfte oder Kraftwerksbetreiber. Die Verbrauchsprognose der Kunden obliegt oft ebenfalls dem Stromhandel, wird aber auch teilweise als Aufgabe des Vertriebs gesehen, der „seine“ Kunden besser einschätzen kann. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass der Stromhandel für die Verbrauchsprognosen (sogenannte Fahrpläne) der Kunden zuständig ist und die Bilanzkreisverantwortung gegenüber dem ÜNB (Bilanzkreiskoordinator) trägt. Die Abweichung zwischen dem an den ÜNB gesendeten Fahrplan und dem tatsächlichen Verbrauch der Kunden in der Regelzone des ÜNB wird dem Stromhändler in Form von Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt. Um Ausgleichsenergiekosten möglichst gering zu halten wird der Verbrauch der Kunden einen Tag im Voraus (Day-Ahead) kurzfristig auf Basis von externen Daten (z. B. Außentemperaturprognose) prognostiziert und mit den bereits langfristig eingedeckten Strommengen (Langfristprognose) abgeglichen. Die fehlenden und überschüssigen Mengen werden Day-Ahead am Spotmarkt gekauft oder verkauft. Variable Tarife werden höhere Anforderungen an die Berechnung von qualitativ hochwertigen Kurzfristprognosen stellen. Die Verbrauchsprognosen der Marktmoderatoren können hier aber dem Stromhändler Hilfestellung leisten. Einen Tag nach dem Liefertag kann dann der Stromhändler aufgrund der Smart Meter Zählerdaten prüfen, wie genau der Fahrplan (Verbrauchsprognose) mit dem Ist-Verbrauch der Kunden aggregiert über die Regelzone übereingestimmt hat. Der ÜNB stellt jederzeit sicher, dass Erzeugung und Verbrauch in Einklang stehen, stellt die Abweichungen aber den Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung (Ausgleichsenergie-Preise).

Die Aufgabe der Handelssimulation ist es, die o. g. Abläufe abzubilden. Dazu sollte teilweise auf die Dienste der technischen Simulation[158] zurückgegriffen werden. Die geplante Einbindung der Handelssimulation in die Gesamtsimulation ist im nachfolgenden Sequenzdiagramm dargestellt.

Die Datengrundlagen im Feldtest waren statistisch nicht ausreichend, um eine Optimierung der Verbrauchsprognosen in die Handelssimulationen frühzeitig genug einfließen zu lassen. Dies betrifft die Kundenrestriktionen (z. B. Einschaltung der Waschmaschine frühestens um 5:00 Uhr), Kundeneingriffe (z. B. Kunde überstimmt den Energiebutler und stellt die Waschmaschine früher ein) und damit insbesondere auch die Entwicklung von qualitativ hochwertigen Verbrauchsprognosen. Deshalb werden in der Handelssimulation nur „perfekte“ Verbrauchsprognosen (also: Verbrauchsprognose = Ist-Verbrauch) verwendet. Die untere Hälfte dieses Sequenzdiagramms wurde dadurch hinfällig, da keinerlei Ausgleichsenergiekosten anfallen.

[158] Hinweis: innerhalb dieses Kapitels bezieht sich dieser Begriff ausschließlich auf die Spezialversion der in Kap. 6.2 vorgestellten Simulation, vgl. Kap. 6.2 Abschnitt „Lieferung von Daten für die Handelssimulation“.

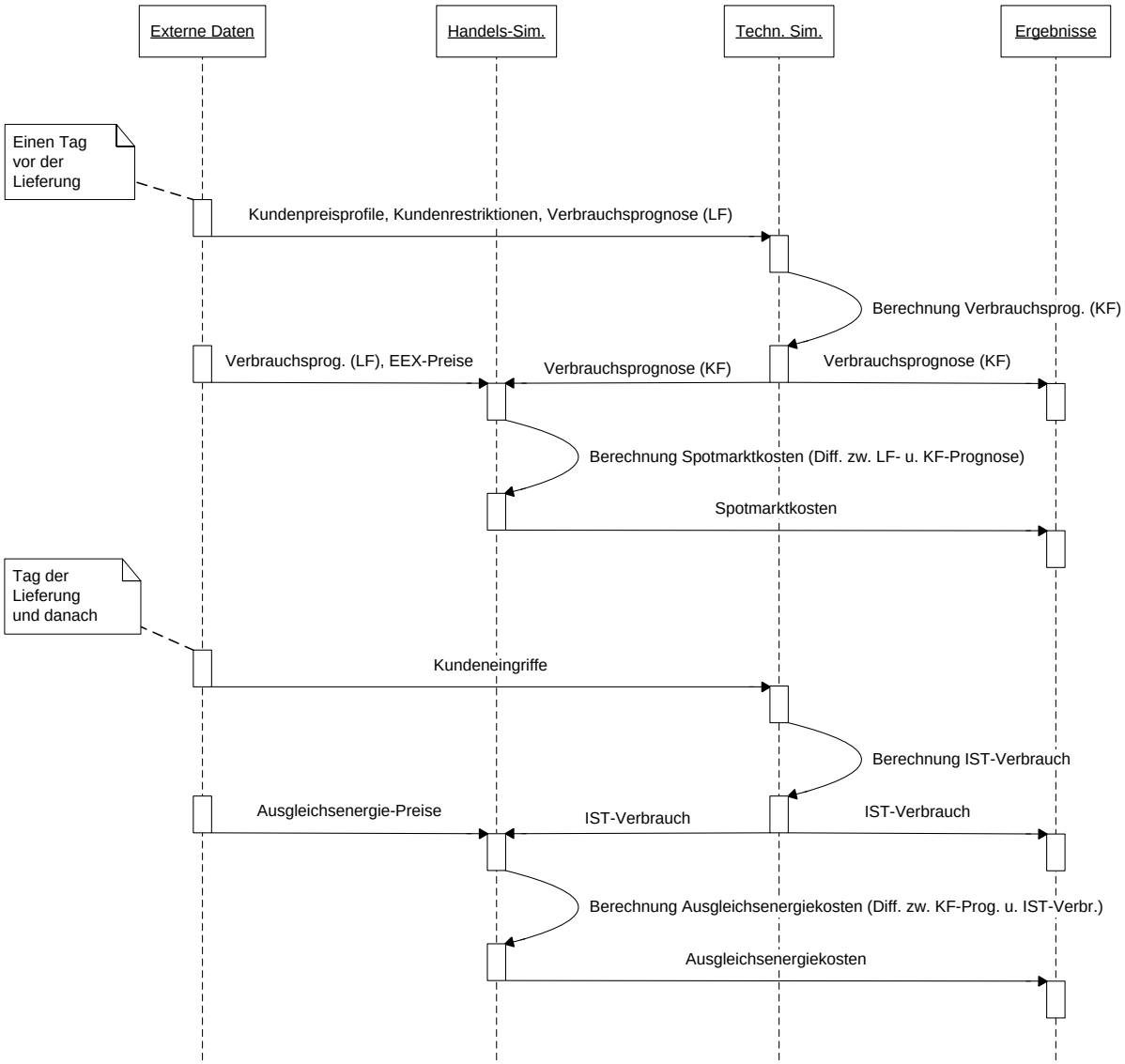


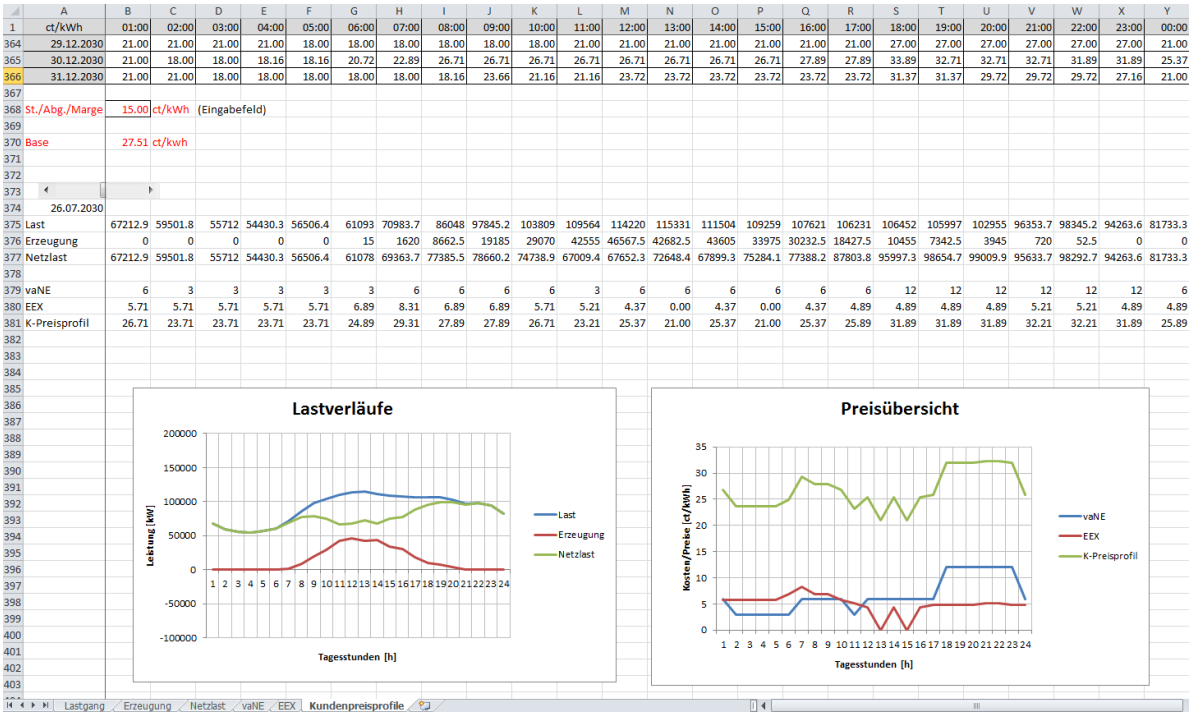
Abbildung 107: Einbindung der Handelssimulation in die Gesamtsimulation[159]

Die Verbrauchsprognose basiert auf den BEMI-Algorithmen zur Berechnung der Fahrpläne der einzelnen steuerbaren Verbraucher (FPS[160]- und SOC[161]-Geräte) wie im Kapitel 6.2. Der manuelle Verbrauch wurde als Standardlastprofil abzüglich der steuerbaren Lasten, wie sie in der Simulation bei fixen Strompreisen Strom verbrauchen, angenommen. Manuelles Management von Lasten in Abhängigkeit der variablen Tarife wurde mangels Datengrundlage nicht berücksichtigt. Die Langfristprognose entspricht den Ergebnissen der

[159] KF: Kurzfrist, LF: Langfrist
[160] FPS: Fixed Program Schedule
[161] SOC: State of Charge

technischen Simulation unter Verwendung von fixen Kundenpreisen. Die Kurzfristprognose entspricht den Ergebnissen der technischen Simulation unter Verwendung der variablen Kundenpreisprofile.

Die Berechnung der Kundenpreisprofile erfolgte anhand eines Excel-Tools (siehe Abbildung 108), weil die technische Simulation nur eine Woche exemplarisch betrachtet. Die variablen Energielieferpreise entsprechen den Werten in dem Tabellenblatt „EEX“. Die variablen Netzentgelte (Tabellenblatt „vaNE“) werden berechnet aus Netz-Verbrauchsdaten (Tabellenblatt „Lastgang“) und Solarertragsdaten (Tabellenblatt „Erzeugung“), deren Differenz der Netzlast entspricht (Tabellenblatt „Netzlast“). Die genaue Berechnung der variablen Netzentgelte wird im Unterkapitel „Szenarien und Annahmen“ erläutert. Die Strompreiskomponente „Steuern und Abgaben“ ist ein fixer Wert und wird im Tabellenblatt „Kundenpreisprofile“ in der Zelle „B 368“ eingetragen (siehe Abbildung 108).



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y
1	ct/kWh	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
364	29.12.2030	21.00	21.00	21.00	21.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	21.00
365	30.12.2030	21.00	18.00	18.00	18.16	18.16	20.72	22.89	26.71	26.71	26.71	26.71	26.71	26.71	26.71	26.71	27.89	27.89	33.89	32.71	32.71	32.71	31.89	31.89	25.37
366	31.12.2030	21.00	21.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.16	23.66	21.16	21.16	23.72	23.72	23.72	23.72	23.72	23.72	31.37	31.37	29.72	29.72	29.72	27.16	21.00
367																									
368	St./Abg./Marge	15.00	ct/kWh	(Eingabefeld)																					
369																									
370	Base	27.51	ct/kwh																						
371																									
372																									
373																									
374	26.07.2030																								
375	Last	67212.9	59501.8	55712	54430.3	56506.4	61093	70983.7	86048	97845.2	103809	109564	114220	115331	111504	109259	107621	106231	106452	105997	102955	96353.7	98345.2	94263.6	81733.3
376	Erzeugung	0	0	0	0	0	15	1620	8662.5	19185	29070	42555	46567.5	42682.5	43605	33975	30232.5	18427.5	10455	7342.5	3945	720	52.5	0	0
377	Netzlast	67212.9	59501.8	55712	54430.3	56506.4	61078	69363.7	77385.5	78660.2	74738.9	67009.4	67652.3	72648.4	67899.3	75284.1	77388.2	87803.8	95997.3	98654.7	99009.9	95633.7	98292.7	94263.6	81733.3
378																									
379	vaNE	6	3	3	3	3	3	6	6	6	6	3	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6
380	EEX	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	6.89	8.31	6.89	6.89	5.71	5.21	4.37	0.00	4.37	0.00	4.37	4.89	4.89	4.89	4.89	5.21	5.21	4.89	4.89
381	K-Preisprofil	26.71	23.71	23.71	23.71	23.71	24.89	29.31	27.89	27.89	26.71	23.21	25.37	21.00	25.37	21.00	25.37	25.89	31.89	31.89	31.89	32.21	32.21	31.89	25.89
382																									
383																									
384																									
385																									
386																									
387																									
388																									
389																									
390																									
391																									
392																									
393																									
394																									
395																									
396																									
397																									
398																									
399																									
400																									
401																									
402																									
403																									

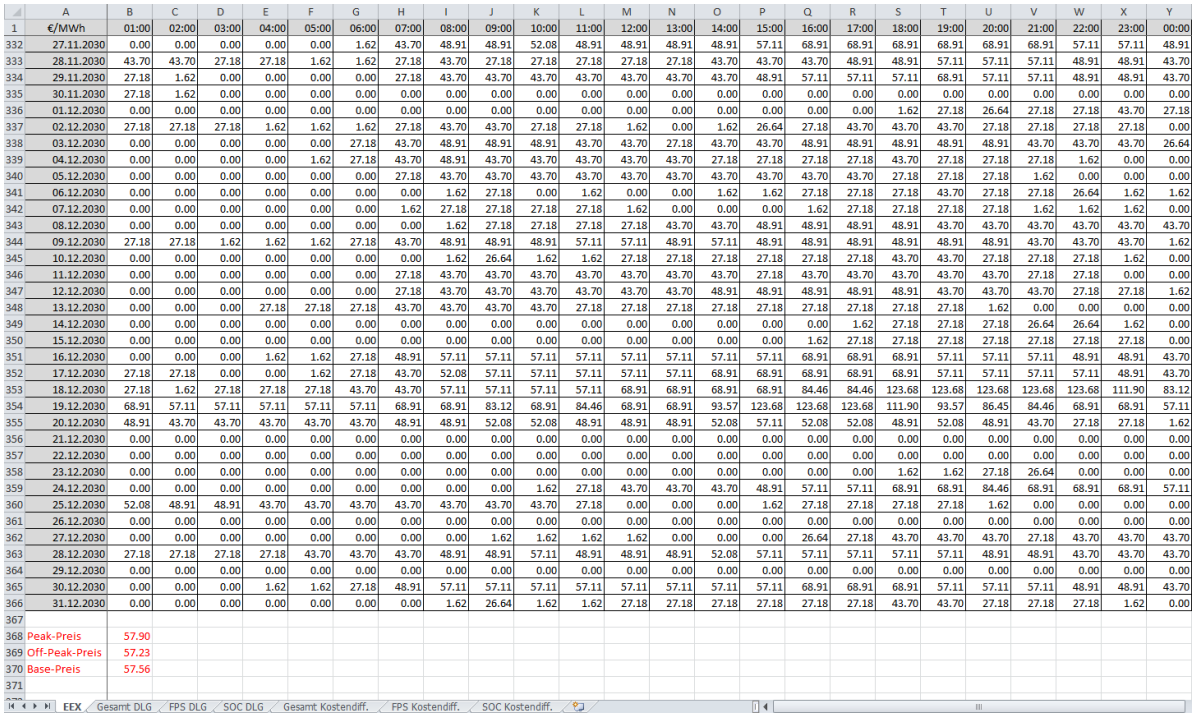
Lastgang | Erzeugung | Netzlast | vaNE | EEX | Kundenpreisprofile

Abbildung 108: Ausschnitt aus dem Excel-Tool zur Berechnung der Kundenpreisprofile

Die Berechnung der Spotmarktkosten bzw. die Ersparnis bei den Spotmarktkosten durch die Lastverschiebung erfolgt in der „Handelssimulation“. In dieser Excel-Datei werden die Spotmarktpreise des zu untersuchenden Jahres in das Tabellenblatt „EEX“ eingetragen. Dort werden die Jahrespreise für Base (Durchschnittspreis), Peak (Durchschnitt der Preise von Montag bis Freitag jeweils von 8:00 – 20:00 Uhr) und OffPeak (Durchschnitt der Preise von Montag bis Freitag von 0:00 – 8:00 u. 20:00 – 24:00 Uhr und am Wochenende von 0:00 – 24:00 Uhr) zur Prüfung der Plausibilität angezeigt (siehe Abbildung 109, Zellen „A 368 – B 370“). Die Tabellenblätter „Gesamt DLG[162]“, „FPS-DLG“ und „SOC-DLG“ enthalten die Lastgänge aus der technischen Simulation bzw. deren Differenzlastgänge (Differenz aus Langfristprognose und Kurzfristprognose). In den Tabellenblättern „Gesamt Kostendiff.“, „FPS-Kostendiff.“ und „SOC-Kostendiff.“

[162] DLG: Differenzlastgang

werden die Einsparungen der Lastverschiebungen für die betreffenden Gerätetypen bzw. den Gesamtlastgang ermittelt (Vektor der EEX-Preise multipliziert mit den jeweiligen Differenzlastgangvektoren).



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y
1	€/MWh	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
332	27.11.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	43.70	48.91	48.91	52.08	48.91	48.91	48.91	48.91	57.11	68.91	68.91	68.91	68.91	68.91	68.91	57.11	57.11	48.91
333	28.11.2030	43.70	43.70	27.18	27.18	1.62	1.62	27.18	43.70	27.18	27.18	27.18	27.18	27.18	43.70	43.70	43.70	48.91	48.91	57.11	57.11	57.11	48.91	48.91	43.70
334	29.11.2030	27.18	1.62	0.00	0.00	0.00	0.00	27.18	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	48.91	57.11	57.11	57.11	68.91	57.11	57.11	48.91	48.91	43.70
335	30.11.2030	27.18	1.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
336	01.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	27.18	26.64	27.18	27.18	43.70	27.18
337	02.12.2030	27.18	27.18	27.18	1.62	1.62	1.62	27.18	43.70	43.70	27.18	27.18	1.62	0.00	1.62	26.64	27.18	43.70	43.70	43.70	27.18	27.18	27.18	27.18	0.00
338	03.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.18	43.70	48.91	48.91	48.91	43.70	43.70	27.18	43.70	43.70	48.91	48.91	48.91	48.91	48.91	43.70	43.70	43.70	26.64
339	04.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	27.18	43.70	48.91	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	27.18	27.18	27.18	27.18	43.70	27.18	27.18	27.18	1.62	0.00	0.00
340	05.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.18	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	27.18	27.18	27.18	1.62	0.00	0.00	0.00
341	06.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	27.18	0.00	1.62	0.00	0.00	1.62	1.62	27.18	27.18	27.18	43.70	27.18	27.18	26.64	1.62	1.62
342	07.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	27.18	27.18	27.18	27.18	1.62	0.00	0.00	0.00	1.62	27.18	27.18	27.18	27.18	1.62	1.62	1.62	0.00
343	08.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	27.18	27.18	27.18	27.18	43.70	43.70	48.91	48.91	48.91	48.91	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70
344	09.12.2030	27.18	27.18	1.62	1.62	1.62	27.18	43.70	48.91	48.91	48.91	57.11	57.11	48.91	57.11	48.91	48.91	48.91	48.91	48.91	48.91	43.70	43.70	43.70	1.62
345	10.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	26.64	1.62	1.62	27.18	27.18	27.18	27.18	27.18	27.18	43.70	43.70	27.18	27.18	27.18	1.62	0.00
346	11.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.18	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	27.18	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	27.18	27.18	0.00	0.00
347	12.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.18	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	48.91	48.91	48.91	48.91	48.91	43.70	43.70	43.70	27.18	27.18	1.62
348	13.12.2030	0.00	0.00	0.00	27.18	27.18	27.18	43.70	43.70	43.70	43.70	27.18	27.18	27.18	27.18	27.18	27.18	27.18	27.18	27.18	1.62	0.00	0.00	0.00	0.00
349	14.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	27.18	27.18	27.18	26.64	26.64	1.62	0.00
350	15.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	27.18	27.18	27.18	27.18	27.18	27.18	27.18	0.00
351	16.12.2030	0.00	0.00	0.00	1.62	1.62	27.18	48.91	57.11	57.11	57.11	57.11	57.11	57.11	57.11	57.11	68.91	68.91	68.91	57.11	57.11	57.11	48.91	48.91	43.70
352	17.12.2030	27.18	27.18	0.00	0.00	1.62	27.18	43.70	52.08	57.11	57.11	57.11	57.11	57.11	68.91	68.91	68.91	68.91	68.91	57.11	57.11	57.11	57.11	48.91	43.70
353	18.12.2030	27.18	1.62	27.18	27.18	27.18	43.70	43.70	57.11	57.11	57.11	57.11	68.91	68.91	68.91	68.91	84.46	84.46	123.68	123.68	123.68	123.68	123.68	111.90	83.12
354	19.12.2030	68.91	57.11	57.11	57.11	57.11	57.11	68.91	68.91	83.12	68.91	84.46	68.91	68.91	93.57	123.68	123.68	123.68	111.90	93.57	86.45	84.46	68.91	68.91	57.11
355	20.12.2030	48.91	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	48.91	48.91	52.08	52.08	48.91	48.91	48.91	52.08	57.11	52.08	52.08	48.91	52.08	48.91	43.70	27.18	27.18	1.62
356	21.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
357	22.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
358	23.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	1.62	27.18	26.64	0.00	0.00	0.00
359	24.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	27.18	43.70	43.70	43.70	48.91	57.11	57.11	68.91	68.91	84.46	68.91	68.91	68.91	57.11
360	25.12.2030	52.08	48.91	48.91	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	43.70	27.18	0.00	0.00	0.00	1.62	27.18	27.18	27.18	27.18	1.62	0.00	0.00	0.00	0.00
361	26.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
362	27.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	1.62	1.62	1.62	0.00	0.00	0.00	26.64	27.18	43.70	43.70	43.70	27.18	43.70	43.70	43.70
363	28.12.2030	27.18	27.18	27.18	27.18	43.70	43.70	43.70	48.91	48.91	57.11	48.91	48.91	48.91	52.08	57.11	57.11	57.11	57.11	57.11	48.91	48.91	43.70	43.70	43.70
364	29.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
365	30.12.2030	0.00	0.00	0.00	1.62	1.62	27.18	48.91	57.11	57.11	57.11	57.11	57.11	57.11	57.11	57.11	68.91	68.91	68.91	57.11	57.11	57.11	48.91	48.91	43.70
366	31.12.2030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	26.64	1.62	1.62	27.18	27.18	27.18	27.18	27.18	27.18	43.70	43.70	27.18	27.18	27.18	1.62	0.00
367																									
368	Peak-Preis	57.90																							
369	Off-Peak-Preis	57.23																							
370	Base-Preis	57.56																							
371																									

EEX | Gesamt DLG | FPS DLG | SOC DLG | Gesamt Kostendiff. | FPS Kostendiff. | SOC Kostendiff.

Abbildung 109: Ausschnitt aus der Handelssimulation

Szenarien und Annahmen

Die Handelssimulation wurde für das Basisjahr 2030 durchgeführt. Es wurden 1000 Privatkunden angenommen, die über die gleiche Ausstattung an steuerbaren Geräten verfügen, wie in den Annahmen zur technischen Simulation beschrieben[163]. Die Kundenpreisprofile ermitteln sich aus der Summe der drei Strompreiskomponenten:

1. variabler Energielieferpreis,
2. variable / fixe Netzentgelte und
3. fixe Steuern und Abgaben.

Die variablen Energielieferpreise ergeben sich 1:1 aus den Spotpreisprognosen für 2030, die von dem Projektpartner izes zur Verfügung gestellt wurden (siehe Kapitel 7.1 Tabelle 35).Bei dieser Strompreiskomponente werden zwei Szenarien unterschieden. Das erste Szenario geht davon aus, dass Lastmanagement in Privathaushalten nur vereinzelt in Deutschland (ausschließlich in Mannheim, dort aber von allen Kunden) betrieben wird und somit die Energie Management Gateways (EMGs) keinen Einfluss auf die Spotmarktpreise nehmen. Das zweite Szenario geht davon aus, dass das Lastmanagement in allen Privathaushalten in Deutschland praktiziert wird und die EMGs die Spotmarktpreise spürbar beeinflussen. Dieses Szenario wurde in der Handelssimulation so umgesetzt, dass der aus der technischen Simulation

[163] Vgl. Kap. 6.2 Abschnitt „Lieferung von Daten für die Handelssimulation“.

ermittelte Differenzlastgang auf ganz Deutschland hochskaliert wurde (siehe hierzu Kapitel 7.1) und in das Spotpreis-Prognosetool des Projektpartners izes als Eingangsgröße einging. Mit den so adaptierten Spotmarktpreisen wurde die Handelssimulation dann noch ein zweites Mal durchgeführt (1. Iteration). Die so entstehende „Feedbackschleife“ ist in der folgenden Abbildung 110 dargestellt.

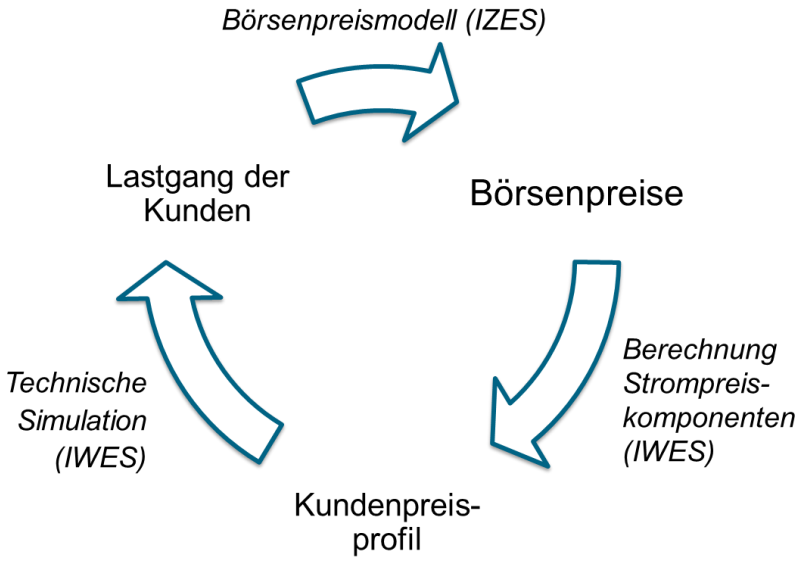


Abbildung 110: Feedbackschleife der Handelssimulation

Bei der Strompreiskomponente „Netzentgelte“ werden die zwei Szenarien „fix“ und „variabel“ unterschieden. Die variablen Netzentgelte werden ermittelt nach dem in dem moma-Bericht „Auswirkungen auf das politische Instrumentarium“[164] in Kapitel 5.3.2.5 vorgeschlagenen einfachen Algorithmus. In diesem Dokument steht bezogen auf die Variabilisierung des Netzentgelt-Arbeitspreises:

„Beispielsweise könnte pro Tag 12 Stunden der normale Arbeitspreis, 6 Stunden der doppelte Arbeitspreis und 6 Stunden der halbe Arbeitspreis in Rechnung gestellt werden. In welcher Stunde welcher Arbeitspreis gilt, ermittelt sich entsprechend der Netzbezugslastprognose des Verteilnetzbetreibers für den nächsten Tag. In Stunden hoher Netzlast sind die doppelten Arbeitspreise zu zahlen und in Zeiten niedriger Netzlast die halben Arbeitspreise“ [165]

In der Handelssimulation wurde der normale Netzentgelt-Arbeitspreis mit 6 ct/kWh angenommen. Der doppelte Arbeitspreis (HT[166]-Zeiten) liegt also bei 12 ct/kWh und der halbe Arbeitspreis (NT[166]-Zeiten) liegt

[164] Verantwortlicher Konsortialpartner IZES, Mitwirkende Konsortialpartner IZES: Klann, Uwe; Zipp, Alexander; Luxenburger, Martin; IWES: Selzam, Patrick; Engel, Stephan; MVV (Netrion GmbH): Häfner, Mathias:; Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma). Arbeitsschritt 1.7 – **Auswirkungen auf das politische Instrumentarium**. Erschienen in moma, Mannheim 15.11.2012

[165] Hinweis: Der Vorschlag bezieht sich eigentlich auf eine kleine Gruppe von Kunden, die nach § 19 StromNEV von Netzentgelt-Zahlungen derzeit komplett befreit sind. Ansonsten wird für die zukünftige Umsetzung der variablen Netzentgelte ein transparenter Algorithmus zur Berechnung der Entgeltprofile empfohlen. Dieser wurde aber noch nicht entwickelt und deshalb wurde in der Simulation der o.g. Vorschlag umgesetzt.

[166] HT: Hochtarif, NT: Niedrigtarif

bei 3 ct/kWh. Da keine aktuellen Daten verfügbar waren, wurde die Netzlastprognose berechnet aus der Differenz der Netzverbrauchsdaten für das Niederspannungsnetz der MVV (Netrion) aus dem Jahr 2008 und den Solarertragsdaten der Regelzone EnBW des Jahres 2011 (herunterskaliert auf 3 % , entsprechend der für 2030 angenommenen PV-Einspeisung von 90 GWh für das Gebiet Mannheim). Beide Zeitreihen wurden typtagsgerecht in das Jahr 2030 adaptiert. In Abbildung 111 ist die Konfiguration der variablen Netzentgelte (siehe Zellen „AA 368 – AC 371“) und ein Ausschnitt der ermittelten Netzentgelte (siehe Spalten „B – Y“) dargestellt.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC
1	vaNE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		Rang	1	2
332	Mi.27.11.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	12	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	6	12	6	6		Mi.27.11.2030	19	23
333	Do.28.11.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	12	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	6	12	6	6		Do.28.11.2030	19	23
334	Fr.29.11.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	12	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	6	12	6	6		Fr.29.11.2030	19	23
335	Sa.30.11.2030	6	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6		Sa.30.11.2030	16	18
336	So.01.12.2030	6	6	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6		So.01.12.2030	9	14
337	Mo.02.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Mo.02.12.2030	19	23
338	Di.03.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Di.03.12.2030	19	23
339	Mi.04.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Mi.04.12.2030	19	23
340	Do.05.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Do.05.12.2030	19	23
341	Fr.06.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Fr.06.12.2030	19	23
342	Sa.07.12.2030	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6		Sa.07.12.2030	17	19
343	So.08.12.2030	6	6	3	6	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6		So.08.12.2030	15	17
344	Mo.09.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Mo.09.12.2030	19	23
345	Di.10.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Di.10.12.2030	19	23
346	Mi.11.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Mi.11.12.2030	19	23
347	Do.12.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Do.12.12.2030	19	23
348	Fr.13.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	6	12	12	6		Fr.13.12.2030	19	23
349	Sa.14.12.2030	6	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	6	12	12	6		Sa.14.12.2030	17	18
350	So.15.12.2030	6	6	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6		So.15.12.2030	15	17
351	Mo.16.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Mo.16.12.2030	19	23
352	Di.17.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Di.17.12.2030	19	22
353	Mi.18.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Mi.18.12.2030	19	23
354	Do.19.12.2030	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Do.19.12.2030	18	21
355	Fr.20.12.2030	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	12	12	6	6	6	6	12	12	12	6	12	6	6		Fr.20.12.2030	19	23
356	Sa.21.12.2030	6	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	12	6	6	6	12	12	12	12	6	12	6	6		Sa.21.12.2030	17	18
357	So.22.12.2030	6	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	12	6	6	6	6	12	12	12	6	12	12	6		So.22.12.2030	16	18
358	Mo.23.12.2030	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6	6		Mo.23.12.2030	18	23
359	Di.24.12.2030	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	6	12	12	6		Di.24.12.2030	18	23
360	Mi.25.12.2030	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	12	6	6	12	12	12	6	6	12	12	6		Mi.25.12.2030	17	19
361	Do.26.12.2030	6	6	3	6	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6		Do.26.12.2030	12	17
362	Fr.27.12.2030	6	6	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6		Fr.27.12.2030	12	17
363	Sa.28.12.2030	6	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6		Sa.28.12.2030	13	15
364	So.29.12.2030	6	6	6	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6		So.29.12.2030	14	16
365	Mo.30.12.2030	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6		Mo.30.12.2030	17	19
366	Di.31.12.2030	6	6	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	6		Di.31.12.2030	17	18
367																													
368																											Konfig.	vNNE	Grenzen MT
369																											HT	12	7
370																											MT	6	
371																											NT	3	18

Lastgang | Erzeugung | Netzlast | vaNE | EEX | Kundenpreisprofile

Abbildung 111: Ausschnitt aus dem Excel-Tool zur Berechnung der Kundenpreisprofile (Tabellenblatt „vaNE“)

Die Strompreiskomponente „Steuern und Abgaben“ ist ein fixer Wert, der in der Handelssimulation mit 15 ct/kWh angenommen wurde. Hier sind aber auch noch die Risikoaufschläge und die Vertriebsmarge des Energielieferanten enthalten. Da der manuelle Verbrauch nicht explizit prognostiziert wurde, weil keine ausreichenden Erfahrungsdaten aus dem Feldtest verfügbar waren, ist die absolute Höhe der Strompreise für die Verbrauchsprognose nicht relevant. Eine Veränderung der fixen Preiskomponente hat somit keinen Einfluss auf das Lastverschiebungspotenzial.

Ergebnisse

Die Handelssimulation dient primär zur Untersuchung der Auswirkungen von Lastmanagement in Haushalten basierend auf variablen Tarifen für den Energiehandel. Untersucht wird ausschließlich das automatische Lastmanagement der Gerätegruppe bestehend aus Waschmaschinen, Spülmaschinen und Wäschetrocknern sowie Kühlschränken und Gefriergeräten. Dabei wird davon ausgegangen, dass alle Haushalte mit einem Smart Meter und einem Energiebutler ausgestattet sind und Privathaushalte individuell, statt mit Standardlastprofil abgerechnet werden. Die Zusatzkosten für die notwendige Infrastruktur in den Haushalten werden hier nicht berücksichtigt. In einem kurzen Exkurs wird am Ende des folgenden

Abschnittes auf die netztechnischen und kundenwirksamen Auswirkungen durch Einführung von variablen Netzentgelten (vaNE) eingegangen.

In der Handelssimulation werden basierend auf EEX-Spotmarktpreisen für das Jahr 2030 als variable Energielieferpreise die folgenden 4 Szenarien unterschieden:

1. Variable Tarife mit fixen Netzentgelten „Mannheim First Mover“ (fixe NE, MA First Mover)
2. Variable Tarife mit variablen Netzentgelte „Mannheim First Mover“ (vaNE, MA First Mover)
3. Variable Tarife mit fixen Netzentgelten „Deutschland Rollout“ (fixe NE, D Rollout)
4. Variable Tarife mit variablen Netzentgelten „Deutschland Rollout“ (vaNE, D Rollout)

In der folgenden Tabelle sind die Anzahl der simulierten Haushalte, die ermittelten Verbräuche und Kosteneinsparungen aus Sicht des Handels für die vier genannten Szenarien dargestellt.

Szenario	S 1 fixe NE MA First Mover	S 2 vaNE MA First Mover	S 3 fixe NE D Rollout	S 4 vaNE D Rollout	S 4-2 vaNE EEX1 D Rollout	Einheit
Anzahl Kunden	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	-
Stromverbrauch HH	3.643.984	3.644.333	3.643.458	3.644.084	3.644.084	kWh/a
Stromverbrauch FPS	377.625	378.045	377.363	378.027	378.027	kWh/a
Stromverbrauch SOC	508.854	508.701	508.956	509.227	509.227	kWh/a
Einsparung Handel HH	8.579	7.170	6.115	6.227	5.148	€/a
Einsparung Handel FPS	7.272	6.366	5.009	5.168	4.419	€/a
Einsparung Handel SOC	1.307	804	1.105	1.058	728	€/a

Tabelle 32: Ergebnisse der Handelssimulation

Die Ergebnisse beziehen sich jeweils auf 1000 Haushalte, die der Simulation als Eingangsgröße zugrunde gelegt waren.

Die Verbräuche der einzelnen Szenarien liegen sehr nah beieinander, so dass die daraus entstehenden Unterschiede bei den Einsparungen für den Handel nur um maximal 1 ct pro Jahr auseinander liegen und somit vernachlässigbar sind. Ein Haushalt verbraucht in der Simulation im Durchschnitt 3644 kWh pro Jahr. Die FPS-Geräte (Waschmaschine, Spülmaschine, Wäschetrockner) verbrauchen pro Haushalt im gleichen Zeitraum 378 kWh (dies entspricht ca. 10,5 % des gesamten Stromverbrauchs pro Haushalt). Die SOC-Geräte (Kühlschrank, Gefrierschrank, etc.) verbrauchen durchschnittlich 509 kWh (ca. 14 % des Stromverbrauchs pro Haushalt) in den durchgeführten Simulationsläufen. Der gemanagte Verbrauch der simulierten Haushalte beträgt somit ca. 25 %. Dies ist wichtig zu betonen, weil in der Simulation nur die gemanagten Geräte einen Beitrag zu Einsparungen leisten.

Kosteneinsparungen für FPS- und SOC-Geräte in einem einzelnen Haushalt

Die Einsparungen bei den Spotmarktkosten betragen nach Szenario 1 (Variabler Tarif gemäß EEX Spotpreisen 2030 mit fixen Netzentgelten, Lastmanagement in Haushalten wird nur in Mannheim als First Mover durchgeführt) 8,58 €/a für FPS- und SOC-Geräte in einem Haushalt.

In Szenario 2 (entspricht Szenario 1, allerdings unter Verwendung von variablen Netzentgelten (vaNE) statt fixer Netzentgelte) sinken die Einsparungen für den Handel auf 7,17 €/a. Dies entspricht einer Einsparungsminderung von ca. 16 %. Eine Verringerung des Handelsvorteils war zu erwarten, weil die Optimierungsziele des Handels (Spotmarktoptimierung) und des Netzbetreibers (Netzlastmanagement durch vaNE) nicht absolut deckungsgleich sind. Die Einsparungsminderung fällt in der Simulation aber relativ moderat aus, was darauf schließen lässt, dass die Optimierungsziele der beiden Akteure relativ ähnliche Lastverschiebungen der steuerbaren Geräte erfordern.

Die entsprechenden Einsparungen in Szenario 3 (entspricht Szenario 1, allerdings flächendeckendes Lastmanagement in ganz Deutschland, d.h. Anwendung der Feedbackschleife, s. oben) betragen 6,12 €/a. Dies entspricht gegenüber dem Szenario 1 einer verminderten Einsparung von ca. 29 %. Dieser Effekt war ebenfalls zu erwarten, weil das flächendeckende Lastmanagement dazu führt, dass die Volatilität am Spotmarkt reduziert wird, also die Preisschwankungen geglättet werden.

In Szenario 4 (variabler Tarif mit vaNE, flächendeckendes Lastmanagement in allen deutschen Haushalten) ergibt sich eine Einsparung aus Sicht des Handels von 6,23 €/a für FPS- und SOC-Geräte in einem Haushalt. Dies entspricht einer Reduzierung von ca. 13 % gegenüber dem Szenario 2. Auch bei der Verwendung von vaNE führt also die flächendeckende Nutzung von Lastmanagement in Haushalten zu einer Glättung der Spotmarktpreise, allerdings fällt diese wesentlich geringer aus als bei der Beibehaltung von fixen Netzentgelten (ca. 29 % verminderte Kosteneinsparungen von Szenario 3 gegenüber Szenario 1). Erstaunlich ist dagegen, dass die Einsparungen für den Handel bei der Verwendung von vaNE gegenüber fixen Netzentgelten sogar etwas zunehmen (Vergleich von Szenario 3 und 4). Dieses Phänomen lässt sich so erklären, dass die bundesweite Einführung von variablen Netzentgelten den Glättungseffekt des Lastmanagements auf die Spotmarktpreise reduziert, die Volatilität der Spotpreise also größer ist, als bei fixen Netzentgelten. Wenn man das Szenario 4 mit den Spotpreisen des Szenario 3 durchrechnet, erkennt man wieder den erwarteten Effekt, dass variable Netzentgelte die Einsparungen für den Handel nochmals reduzieren (siehe in Tabelle 32 Spalte „S 4-2“).

Kosteneinsparungen auf Geräteebene

Die Ergebnisse und Erkenntnisse auf Haushaltsebene spiegeln sich auch auf Ebene der einzelnen Gerätetypen wieder.
Die FPS-Geräte sind allerdings mit einem Anteil von ca. 85 % hauptverantwortlich für die Einsparungen bei den Spotmarktkosten des Energiehandels, während die SOC-Geräte nur ca. 15 % beitragen können. Letzteres kann darauf zurück geführt werden, dass die nach Messungen im Feldtest ermittelten maximalen An- und Abschaltzeiten für SOC-Geräte in der Regel zu klein sind, um die vergleichsweise langsamen Schwankungen der eingesetzten variablen Tarife optimal auszunutzen. Eine bessere Ausnutzung würde entweder den Einsatz von variablen Tarifsignalen mit höherer Frequenz oder eine angepasste Auslegung der SOC-Geräte erfordern. Letztere müsste bewirken, dass SOC-Geräte im Bereich von mehreren Stunden an- bzw ausgeschaltet bleiben können. Ferner wurde der ungemanagte Verbrauch wurde in der Handelssimulation nicht untersucht, weil die Feldtests aufgrund der zeitlichen Verzögerungen die benötigte Datengrundlage nicht rechtzeitig für die Simulationsläufe liefern konnten.

Verteilung des Handelsvorteils

Die ermittelten Einsparungen ergeben sich, wenn die Kunden einen variablen Tarif basierend auf Spotmarktpreisen erhalten. Wenn die Preise auch tatsächlich abrechnungswirksam sind, erhalten also nicht

der Handel oder der Vertrieb die Einsparungen, sondern der Kunde. Vertrieb und Handel könnten allerdings die (fixe) Marge erhöhen und so an den Vorteilen der Kunden partizipieren. Außerdem ist der Risikoaufschlag, den der Handel aufgrund von Preis- und Mengenrisiken aufschlägt, bei variablen Tarifen neu zu kalkulieren. Variable Tarife verlagern das Preisrisiko gegenüber der heute üblichen „Vollstromversorgung bei fixen Tarifen“ vom Energielieferanten zum Kunden. Diesen Vorteil könnte der Handel für sich einbehalten. Berücksichtigt werden muss allerdings auch, dass die Einführung von variablen Tarifen abrechnungstechnisch zu Zusatzkosten führt, die der Vertrieb zu tragen bzw. auf die Kunden umzulegen hat.

Exkurs variable Netzentgelte

Primär sollte in der Handelssimulation der Einfluss der vaNE auf das Handelsergebnis untersucht werden. Wichtig ist aber auch der Einfluss der variablen Netzentgelte auf das Kundenergebnis.

Kundenpreisprofil	mit vaNE	mit fixen NE
Einsparung gesamt	16,52 €/a	6,12 €/a
Einsparung durch FPS-Geräte	13,56 €/a	5,01 €/a
Einsparung durch SOC-Geräte	2,96 €/a	1,11 €/a

Tabelle 33: Vergleich der Szenarien 3 und 4 aus Kundensicht

Unter der Annahme, dass der Kunde den gesamten Handelsvorteil der Spotmarktoptimierung erhält und in Szenario 4 auch variable Netzentgelte 1:1 an ihn weitergegeben werden, ergibt sich für Szenario 3 ein Kundenvorteil von 6,12 € pro Jahr, im Szenario 4 dagegen ein Kundenvorteil von 16,52 € pro Jahr. Dies entspricht einem Erfolgsfaktor von 2,7 (Einsparung Kundenpreisprofil mit vaNE gegenüber der Einsparung bei fixen Netzentgelten). Es wird deutlich, dass die höhere Volatilität der Kundenpreisprofile mit vaNE zu einem größeren Anreiz für Kunden führt, Lastmanagement in Haushalten zu betreiben.

Die zusätzlichen Einsparungen für den Kunden durch vaNE entsprechen Einnahmeausfällen der Netzbetreiber. Inwieweit diese vom veränderten Lastverhalten der Kunden profitieren kann anhand der Simulation nicht ausreichend geprüft werden. Einsparungen auf Seiten der Netzbetreiber könnten z.B. verminderte Netzverluste, vermiedener Netzausbau oder Reduzierung der Netzspitzenlast sein. In Tabelle 34 ist der Einfluss von 1000 Haushalten auf die Netzspitzenlast in der Simulation dargestellt.

		Max. FPS+SOC	Max. HH
Kundenpreisprofil	Red. NSL	279 kW	934 kW
mit fixen NE	15 kW	5,38 %	1,61 %
mit vaNE	52 kW	18,64 %	5,57 %

Tabelle 34: Einfluss von 1000 Haushalten auf die Netzspitzenlast

Die Reduzierung der Netzspitzenlast (Red. NSL) beträgt beim Kundenpreisprofil mit fixen Netzentgelten 15 kW. Dies entspricht einer Senkung von 1,61 % bezogen auf den Anteil, den die Haushalte maximal zum Entstehen der Netzspitzenlast verantworten (934 kW). Wenn die Kundenpreisprofile vaNE enthalten, beträgt die Reduzierung der Netzspitzenlast 52 kW. Dies entspricht einer Senkung der Netzspitzenlast um 5,57 %, wenn die Netzspitzenlast nur von Haushalten zu verantworten ist.

In der Simulation und damit in den hier diskutierten Ergebnissen leisten nur gemanagte Geräte Beiträge zur Lastverschiebung. Diese senken die Netzlast bei variablen Tarifen mit fixen Netzentgelten um 5,38 % bezogen auf den von ihnen maximal zu verantwortenden Anteil an der Netzspitzenlast (279 kW). Variable Tarife mit vaNE senken die Netzspitzenlast sogar um 18,64 % bezogen auf den von den gemanagten Geräten maximal zu verantwortenden Anteil an der Netzspitzenlast. Dies entspricht einem Erfolgsfaktor von 3,5 (Senkung der Netzspitzenlast bei Kundenpreisprofilen mit vaNE gegenüber Kundenpreisprofilen mit fixen Netzentgelten).

Die Reduzierung der Netzspitzenlast bedeutet eine Kostenersparnis des Verteilnetzbetreibers gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber. Volkswirtschaftlich werden so per se noch keine Kostenvorteile erzielt, wenn das Netz ausreichend dimensioniert ist. Trotzdem zeigen die Ergebnisse, dass variable Netzentgelte einen positiven Einfluss auf das Verbrauchsverhalten in Haushalten entwickeln und zukünftig einen wichtigen Beitrag zum Netzlastmanagement leisten können.

Zusammenfassung

Die Handelssimulation sollte untersuchen, welche Ertrags- bzw. Einsparpotenziale variable Tarife für den Bereich Stromhandel im Jahre 2030 leisten. Aufgrund von technischen Komplikationen während der Feldtests konnten nur die Einsparpotenziale der weißen Ware (SOC- und FPS-Geräte) in die Simulation einfließen. Weitere Geräte, wie z.B. Wärmepumpen und insbesondere auch der ungemanagte Verbrauch in den Haushalten wurden nicht betrachtet. Auch der gesamte Bereich Gewerbe und Industrie wurde nicht berücksichtigt.

Die Ergebnisse zeigen ein geringes Einsparpotenzial von weniger als 10 € pro Jahr, bezogen auf die untersuchte Gerätegruppe in einem einzelnen Haushalt unter den angenommenen energiewirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen, auf. Die Einsparungen verringern sich nochmals, wenn neben den variablen Energielieferpreisen, basierend auf Spotmarktpreisen, variable Netzengelte bei den Kundenpreisprofilen ergänzt werden. Dieses Ergebnis war zu erwarten, weil die Ziele von Energielieferant und Netzbetreiber nicht deckungsgleich sind. Die Einsparungsreduzierung für den Energielieferanten ist aber relativ gering, was einen Hinweis darauf gibt, dass die Ziele von Lieferant und Netzbetreiber relativ ähnlich sind.

Außerdem zeigen die Ergebnisse, dass eine deutschlandweit flächendeckende Nutzung von Energiemanagementsystemen in allen Haushalten einen Einfluss auf die Spotmarktpreise entwickelt. Die absoluten Preise sinken leicht und die Volatilität der Spotmarktpreise wird reduziert (Preisglättung). Dieser Effekt führt dazu, dass die Erträge bzw. Kosteneinsparungen für den Handel nochmals sinken. In Kapitel 7.1 wird allerdings aufgezeigt, dass dieser Effekt volkswirtschaftlich eine relativ große positive Wirkung entwickelt.

Die Gründe für den geringen betriebswirtschaftlichen Erfolg liegen teilweise in dem hohen Anteil an PV-Strom in 2030 begründet. Dies führt dazu, dass die Preise an sonnigen Tagen in den Tagstunden sinken und die erzielbaren Kostenunterschiede durch Lastmanagement gering ausfallen.
Ein weiterer Grund für die geringen Einsparungen ist gegeben durch das heutige „Marktdesign“. Derzeit liegt der Base-Preis (für Spot- und Terminmarkt) an der EEX unterhalb der (fixen) EEG-Umlage von 5,3 ct/kWh. Das bedeutet, dass die EEG-Umlage „künstlich“ die Volatilität der Spotmarktpreise glättet und diese nicht mehr ihrer Lenkungsfunktion gerecht werden können.

Abschließend wurden in einem Exkurs die Auswirkungen von variablen Netzentgelten genauer analysiert. Ein Ergebnis ist, dass variable Netzentgelte einen wichtigen Beitrag zur Rentabilität von Flexibilitäten leisten. Die Erträge durch Energiemanagement konnten aus Sicht des Kunden (bzw. Betreibers) in der Simulation um den Faktor 2,7 gesteigert werden.

Außerdem ergab die Untersuchung, dass variable Energielieferpreise bei fixen Netzentgelten bereits einen kleinen positiven Effekt auf die Senkung der Netzspitzenlast leisten. Durch die Einführung von variablen Netzentgelten konnte die Wirkung auf die Netzspitzenlast um den Faktor 3,5 verbessert werden.

Die Reduzierung der Netzspitzenlast bedeutet eine Kostenersparnis des Verteilnetzbetreibers gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber. Volkswirtschaftlich werden so per se noch keine Kostenvorteile erzielt, wenn das Netz ausreichend dimensioniert ist. Trotzdem zeigen die Ergebnisse, dass variable Netzentgelte einen positiven Einfluss auf das Verbrauchsverhalten in Haushalten entwickeln und zukünftig einen wichtigen Beitrag zum Netzlastmanagement leisten können.

7 Systemanalytische, volkswirtschaftliche und ökologische Betrachtung

In diesem Kapitel werden ökonomische Kosten und Nutzen eines Smart Grid mittels eines volkswirtschaftlichen systemanalytischen Ansatzes auf Basis von Daten aus moma-Simulationen und dem dritten Feldtest untersucht (Abschnitt 7.1) und – darauf aufbauend – die Wirkung einer entsprechenden Smart-Grid-Nutzung auf die Bruttowertschöpfung und die Erwerbstätigkeit geschätzt (Abschnitt 7.3). Dazwischen findet sich ein Exkurs einer ökonomischen Analyse der Lastverschiebung auf Basis von Preiselastizitäten (Abschnitt 7.2). Da Abschnitt 7.3 Ergebnisse aus Abschnitt 7.1 weiterverarbeitet, bildet das in Abschnitt 7.1 erläuterte Vorgehen eine wesentliche Grundlage für die Schätzung der Wirkung auf die Wertschöpfung und die Erwerbstätigkeit. Insbesondere ist dabei auf die Beschreibung der Szenarien und der Grenzen der Untersuchung zu verweisen.

Schließlich wird in Abschnitt 7.4 eine ökologische Analyse geboten, die ebenfalls auf die Ergebnisse aus Abschnitt 7.1 zurückgreift.

7.1 Volkswirtschaftlicher systemanalytischer Vergleich (volkswirtschaftliche Betrachtung des Systems) [167]

Im Folgenden wird ein volkswirtschaftlicher, systemanalytischer Vergleich von Szenarien mit und ohne einem Smart-Grid Rollout durchgeführt. Ziel ist dabei, einen Beitrag zu ökonomischen Kosten-Nutzen-Analysen zu leisten**.**

Eine vollständige Kosten-Nutzen-Analyse kann nicht geleistet werden, da ausschließlich die im Feldtest 3 sowie in den Simulationen behandelten Business Cases berücksichtigt werden. Eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse sollte möglichst alle Business Cases beinhalten, wobei zudem zu berücksichtigen wäre, dass eine Smart-Grid-Infrastruktur nach moma-Architektur das Angebot einer Vielzahl von Dienstleistungen ermöglicht.

Betrachtet werden dabei nur ökonomische Unterschiede im engeren Sinn, d.h. externe Effekte werden nicht berücksichtigt. Aufgrund der hohen Unsicherheiten gerade bei der Bewertung der externen Effekte von Treibhausgasemissionen wurde darauf verzichtet[168]. Auf Basis der in Kapitel 8.3 zu findenden Untersuchung der ökologischen Auswirkungen kann zumindest für CO_2-Emissionen bei Bedarf ein entsprechender Wert relativ einfach geschätzt werden.

---

[167] Autoren: Hermann Guss (IZES), Uwe Klann (IZES)

[168] S. z.B. Krewitt, W./B. Schlomann (2006): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, S.21ff. Zu finden unter http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/ee_kosten_stromerzeugung.pdf. Dort wird ein Wert von 14 €/t CO_2 als Untergrenze genannt und ein hoher Schätzwert – keine Obergrenze – mit 280 €/t CO_2 angegeben. Dort ist auch eine Diskussion zu weiteren möglichen externen Effekten von Stromerzeugungstechniken zu finden. Die externen Kosten des Klimawandels dominieren gegenwärtig aber die gesamten externen Kosten des Stromerzeugungssystems (ebenda, S. 38).

Betrachtet werden ausschließlich volkswirtschaftliche Effekte, wobei keine Verteilungswirkungen untersucht werden, da diese vielfältige Annahmen über gesetzliche Rahmenbedingungen, Verträge und Zahlungsbereitschaften erfordern würden. Wie sich die ausgewiesenen Gesamteffekte auf verschiedene Akteure verteilen könnten, bleibt also offen, weshalb insbesondere nicht unmittelbar abgeleitet werden kann, ob und wie betriebswirtschaftlich interessante Geschäftsmodelle erschlossen werden können.

Systemanalytisch ist die Untersuchung, da nur das Stromerzeugungssystem Gegenstand ist und damit Wirkungen, die sich aus Änderungen der Bedingungen im Elektrizitätsbereich ergeben, auf andere ökonomische Entscheidungen nicht berücksichtigt werden. Um hierzu einen ersten Eindruck zu gewinnen, wird allerdings in Abschnitt 7.3 die mögliche Wirkung auf Wertschöpfung und Erwerbstätigkeit untersucht.

Analysiert wird ein Smart-Grid-Rollout und kein Smart Meter-Rollout. Das bedeutet, dass die Kosten und Nutzen einer bidirektionalen Kommunikation insbesondere beim Verbraucher nicht erfasst werden. **Ein Smart Meter Rollout wird vielmehr vorausgesetzt.** Nur die zusätzlichen Kosten und Nutzen eines moma-Smart Grids werden berücksichtigt.

Nach dieser grundsätzlichen Klärung des Begriffs werden im Folgenden Methode und Annahmen diskutiert, die angewandt wurden, um die Wirkung der danach einzeln dargestellten Sachverhalte zu quantifizieren. Eine Zusammenschau beendet den Abschnitt.

Grenzen der Untersuchung, grundlegende Annahmen und Vorgehen

Grenzen der Untersuchung

Die folgenden Untersuchungen basieren auf den in Kapitel 6 beschriebenen Simulationen[169], da erst diese eine Datengrundlage für eine ökonomische Analyse schaffen. Für die Reaktion auf variable Tarife wird zusätzlich eine Abschätzung auf Grundlage der Preiselastizitäten als Exkurs dargeboten, der allerdings methodische Fragen bespricht. Aufgrund dieses erforderlichen Bezugs auf die Auswertung des dritten Feldtest und der Simulationen ergeben sich folgende Grenzen der Betrachtung:

- Untersucht werden ausschließlich Reaktionen von Haushalten. Die anderen Endverbraucher nach Energiebilanz – Industrie, Verkehr und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) – werden nicht betrachtet.

- In den Haushalten wird nur die Lastverschiebung durch automatisch gesteuerte State-of-Charge-(SOC-)[170] und Fixed-Program-Schedule-(FPS-)[171]Geräte berücksichtigt[172]. Grundlage ist also nicht der Gesamtverbrauch der Haushalte. Um Missverständnisse zu vermeiden, wird deshalb im Weiteren in diesem Sinne von einer Verschiebung von Gerätelasten gesprochen.

- Die Ausstattung mit diesen Geräten pro Haushalt wird konstant gehalten. In den Szenarien wird eine Verringerung des Geräteverbrauchs proportional zum verringerten Stromverbrauch der Haushalte angenommen. Ein durch variable Tarife oder Feedbacks induzierte Reduktion des

[169] Genauer erfolgt ein Bezug auf die Handelssimulation und auf die technische Simulation „Energiemanagement in einer Verteilnetzzelle“.
[170] Kühl- und Tiefkühlgeräte
[171] Waschmaschinen, Wäschetrockner und Spülmaschinen
[172] Eine Ausnahme ist der bereits erwähnte Exkurs auf Grundlage von Preiselastizitäten. Hierdurch werden die Lastverschiebungen durch Haushalte in Ihrer Gesamtheit erfasst.

Jahresstromverbrauchs der Haushalte wurde nicht berücksichtigt, da der Feldtest 3 keine merkliche statistisch gesicherte Reduktion ergab.

- Nur der Einsatz im Strombereich im Feldtest Mannheim wird berücksichtigt (Einsparteneinsatz von Smart Grid). Möglichkeiten, die sich aus einer Einbeziehung von Erdgas, Wärme und Wasser ergeben könnten, sind nicht Gegenstand der Untersuchung.

- Betrachtet werden die Business Cases, die im Feldtest 3 und in den Simulationen behandelt wurden: Der Business Case Netzlastmanagement (NLM) und der Business Case Großhandelsmarkt-Lieferant (GHM-L), die eine Lastverschiebung zum Zweck der Vermeidung von Netzausbau bzw. einer Verringerung der Einkaufskosten von Strom durch den Lieferanten zum Gegenstand haben[173]. Dabei wird die gleichzeitige Umsetzung der beiden Business Cases untersucht[174].

- Der Fokus der Netzsimulationen liegt auf dem Niederspannungsbereich. Aus den technischen Simulationen zum Netz wird deshalb nur diejenige einer VNZ zum Niederspannungsnetz berücksichtigt.

- Es wird von dem heutigen energiewirtschaftlichen und -rechtlichen Rahmen zur Preisbildung ausgegangen. D.h., z.B. dass wesentliche Teil des EEG – z.B. Vorrang erneuerbarer Energien - als weiterhin geltend angenommen werden. Falls das EEG wesentlich verändert wird oder weitere Änderungen z. B. Kapazitätsmärkte eingeführt würden, könnten sich wesentlich andere Schätzungen der zukünftigen Börsenpreise ergeben. Da hier vielfältige Änderungen in der Diskussion sind, die jeweils andere Auswirkungen haben können, wurde aus Gründen der Nachvollziehbarkeit vom gegenwärtigen Rahmen ausgegangen.

Szenarien

Die betrachteten Szenarien werden räumlich auf Deutschland und alternativ auf Mannheim beschränkt. Dabei wird jeweils von einem kompletten Rollout der Smart-Grid-Infrastruktur ausgegangen und diese Szenarien werden mit denjenigen verglichen, in denen kein Smart Grid zur Verfügung steht. Im Fall des Mannheimszenarios wird angenommen, dass allein in Mannheim eine Smart-Grid-Infrastruktur installiert wird (MVV als First Mover). Dieses Vorgehen erlaubt zum Ersten Hinweise auf ökonomische Möglichkeiten, die ein früher Einstieg in die Technik für einen Energieversorger eröffnen kann. Zum Zweiten wird mit dem Deutschlandszenario ein Beitrag geleistet, die energiesystemaren ökonomischen Wirkungen zu quantifizieren. Der Unterschied zwischen dem Mannheimszenario und dem Deutschlandszenario besteht darin, dass im Deutschlandszenario die Rückwirkung der Lastverschiebung auf die Börsenpreise berücksichtigt wird, während im Mannheimszenario angenommen wird, dass die Veränderungen in Mannheim bezogen auf Deutschland so klein sind, dass sie die deutschlandweiten Börsenpreise nicht beeinflussen.

---

[173] Zu weiteren Business Cases s. z. B. IZES et al. (2009, ‚Studie zu Geschäftsmodellen und Prozessen. Endbericht des MOMA Arbeitsschrittes 1.4) sowie den Endbericht des MOMA Arbeitsschrittes 1.8 (IZES et al., 2011, Studien zur Wirtschaftsperspektive. Endbericht des MOMA Arbeitsschrittes 1.8).

[174] In der Berechnung werden aus praktischen Gründen die Einsparungen beim Netzausbau und diejenigen durch variable Tarife unter Berücksichtigung der variablen Netzentgelte unterschieden und getrennt behandelt. Das entspricht insofern nicht der Unterscheidung der beiden genannten Business Cases, als die Untersuchung variabler Tarife über die dort enthaltenen variablen Netzentgelte auch Teile des Business Cases Netzlastmanagement enthält.

Zeitlich wird das Jahr 2030 herangezogen. Das Jahr 2030 wurde gewählt, da es im Unterschied zu näherliegenden Jahren einen projizierte Ausbau erneuerbarer Energien mit merklichen Wirkungen erwarten lässt, ein Smart-Grid-Rollout in Deutschland bis dahin problemlos abgeschlossen werden kann und für dieses Jahr vielfältige Rahmendaten für die erforderliche Quantifizierung vorliegen.

Die Rahmendaten wurden aus der sog. „Leitstudie 2010“[175] entnommen, wobei das Szenario A verwendet wurde, das als normatives Szenario einen Weg zur Erreichung offizieller energiepolitischer Ziele aufzeigt. Dadurch wird grundsätzlich eine Kompatibilität mit anderweitig dafür eingesetzten energiepolitischen Instrumenten erreicht. Auch der Zubau an Kraftwerken wird diesem Szenario entnommen, wobei nicht untersucht wurde, ob sich dort enthaltene Neuinvestitionen tatsächlich betriebswirtschaftlich lohnen. Der Kraftwerkzubau wurde also nicht modellendogen betrachtet.

Ob oder unter welchen rechtlichen Bedingungen die verschiedenen zugrundegelegten Eingriffe möglich bzw. die Ergebnisse zu erreichen sind, wird hier nicht diskutiert. Die entsprechenden Resultate werden aus den Läufen der Handelssimulation und der technischen Simulation von VNZ übernommen. Die wichtigsten zur Steuerung eingesetzten Instrumente sind variable Energielieferpreise und variable Netzentgelte.

Vorgehen

Betrachtet wird das Jahr 2030, nicht aber der Pfad, der dahin führt. Dabei werden die Kosten und Nutzen eines Smart Grid in einem eingespielten Zustand untersucht, wodurch besondere Kosten der Einführung – z.B. aus der Kommunikation mit Kunden – nicht beachtet werden. Gewissermaßen wird ein „Steady State“ angenommen. Da ein Großteil der Kosten aus der Bereitstellung der Smart-Grid-Infrastruktur entstehen, können sie nicht komplett einzelnen Business-Cases zugerechnet werden. Erlöse und Kosten werden deshalb getrennt untersucht. Investitionskosten werden dabei über Annuitäten berücksichtigt und so mit laufenden Kosten zusammengebracht. Für die Berechnung der Annuitäten wird als Basisfall ein Realzins[176] von 6% p.a. angenommen; darauf aufbauend werden Sensitivitätsrechnungen mit anderen Zinssätzen durchgeführt.

Eine Lastverschiebung wird in 2030 als alleinig umgesetzte Flexibilisierungsmaßnahme betrachtet, um deren möglichen Beitrag deutlich herausarbeiten zu können.

Die Simulationen und Daten zu Kosten, auf denen die Analyse der ökonomischen Wirkung basiert, werden ursprünglich nicht in der räumlichen Abgrenzung des Raums Mannheim bzw. Deutschland errechnet. Deshalb muss eine räumliche Hochrechnung erfolgen. Die Art der Hochrechnung unterscheidet sich für die Kosten eines Rollouts, die Wirkungen auf das Netz und die Wirkung variabler Tarife, da sich die Abgrenzung der dort jeweils verwendeten Ursprungsdaten unterscheidet. Die Hochrechnung wird deshalb in den entsprechenden folgenden Abschnitten beschrieben.

Daneben ist mitunter eine zeitliche Hochrechnung der Kosten erforderlich. Generell wird dabei angenommen, dass die Lohnkosten entsprechend der Arbeitsproduktivität steigen, wodurch die realen Kosten konstant bleiben. Für elektronische Komponenten und Komponenten der Datenverarbeitung

[175] Nitsch et al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, sowie der dazugehörige Datenanhang. Die „Leitstudie 2011“ (Nitsch et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, sowie der dazugehörige Datenanhang) wurde fallweise hinzugezogen.

[176] Der Realzins ergibt sich bei niedrigen Inflationsraten aus Nominalzins minus erwarteter Inflationsrate.

hingegen wird eine Reduktion der Preise entsprechend der vergangenen Entwicklung angenommen, da es sich aufgrund der hohen Unsicherheiten der Entwicklung als unpraktikabel erwies, die entsprechenden Kosten für das Jahr 2030 Bottom-Up abzuschätzen. Relevant ist diese Abschätzung für die Kosten einer Smart-Grid-Infrastruktur. Die mit Strompreisen im Jahr 2030 verbundenen Kosten werden unter Zuhilfenahme eines Börsenpreismodells berechnet.

Eine wesentliche Grundlage für die Schätzungen sind die Börsenpreise für 2030 in stündlicher Auflösung. Diese werden mithilfe eines auf Fundamentaldaten basierenden Börsenpreismodells berechnet[177]. Auf Basis dieser Preise wurden in den Simulationen ein variabler Tarif und variable Netzentgelte konstruiert, die dann Lastverschiebungen der Geräte induzierten. Im Fall des Szenarios Mannheim 2030 wird dieser Differenzlastgang mit den dazugehörigen Börsenpreisen für die weitere Auswertung hinzugezogen. Im Fall des Szenarios Deutschland wird die Rückwirkung der nun auch deutschlandweiten Lastverschiebungen auf die Börsenpreise mittels einer Iteration abgebildet: Aus diesem Differenzlastgang wird ein neuer Lastgang für Deutschland abgeschätzt, der Eingang in das Börsenpreismodell findet, mit dem ein neuer Börsenpreisvektor berechnet wird. Für 2030 sind deshalb zwei Börsenpreisvektoren zu unterscheiden: Derjenige für Mannheim 2030 (MA30)– ohne Iteration – und derjenige für Deutschland 2030 (DE30) – mit Iteration. Da die Preisvektoren von grundlegender Bedeutung sind, werden bereits an dieser Stelle in der folgenden Tabelle einige ihrer Eigenschaften beschrieben und – vor allem - mit den entsprechenden Eigenschaften des Börsenpreisvektors 2011 – dem Referenzjahr des Börsenpreismodells - verglichen[178]. Ergänzend bietet die folgende Abbildung die nach Höhe geordneten Börsenpreiskurven.

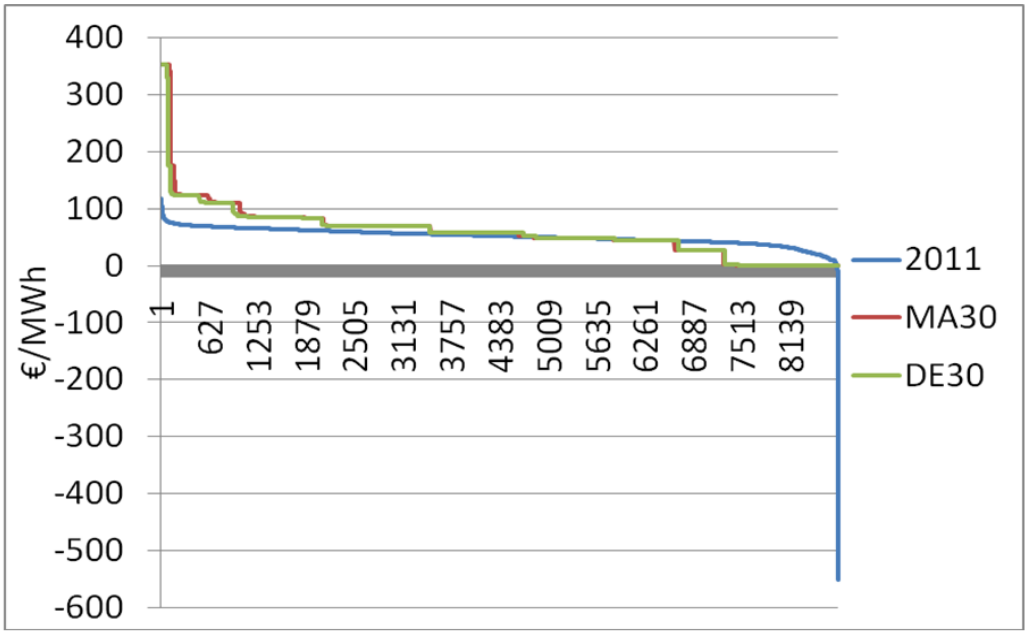


Abbildung 112: Größengeordnete Börsenpreislinien für 2011, MA30 und DE30

[177] Das Modell wird im Anhang beschrieben.

[178] Wie bereits unter „Grenzen der Untersuchung“ und der Szenarienbeschreibung erwähnt, wird im Modell im Wesentlichen von heute geltenden Rahmenbedingungen auf den Energiemärkten ausgegangen, und es wurde nicht untersucht, ob der angenommene Zubau an Kraftwerken betriebswirtschaftlich rentabel ist oder wie sich dieser ändern könnte.

Kennwerte zur Börsenpreisverteilung	2011	MA30 (ohne Iteration)	DE30 (mit Iteration)
Durchschnitt (in €/MWh)	51,06	58,89	57,59
Median (in €/MWh)	51,85	57,11	57,11
Minimum (in €/MWh)	-550,60	0,00	0,00
Maximium (in €/MWh)	117,49	352,56	352,56
Standardabweichung (in €/MWh)	15,04	48,90	44,84
Variationskoeffizient	0,29	0,83	0,78

Tabelle 35: Übersicht über Eigenschaften der Preisvektoren

Aus der Tabelle ist ersichtlich, dass der durchschnittliche Börsenpreis demnach bis 2030 steigt. Der Anstieg ist durch die Verteuerung der Primärenergieträger und der CO_2-Zertifikate getrieben, die im Modell den preissenkenden Effekt des EE-Ausbaus überkompensiert. Der Median verhält sich ähnlich und weicht nicht stark vom Mittelwert ab, was u.a. darauf hindeutet, dass Extremwerte den Durchschnitt nicht stark beeinflussen. Die Minimalwerte sind in den Szenarien Null, da in ihnen dann EE-Erzeugung abgeregelt wird. Dagegen war 2011 ein betragsmäßig sehr hoher negativer Wert zu beobachten. Ansonsten gab es in 2011 nur wenige negative Werte, die überwiegend knapp unter Null angesiedelt waren. Dagegen sind die Maximalwerte in den Szenarien merklich höher, da hier auch in Einzelfällen auf heizölbefeuerte Anlagen zurückgegriffen wird. Bedeutsamer ist aber der Einfluss der steigenden Preise für Primärenergieträger und CO_2-Zertifikate, die in knapp der Hälfte der Stunden (s. Abbildung oben) zu einem merklich höheren Strompreis führt. Da gleichzeitig aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien die Anzahl der Stunden mit einem Preis von Null steigt, erhöht sich die Volatilität: Der Variationskoeffizient ist in den Szenarien deutlich höher als derjenige für 2011[179]. Zusammengefasst zeigen die Szenarien einen merklich höheren Durchschnittsstrompreis bei sehr viel höherer Volatilität der Preise im Vergleich zu 2011[180].

Kosten der Smart-Grid-Infrastruktur und der untersuchten Business Cases

In diesem Abschnitt werden die Gesamtkosten für einen Rollout einer Smart-Grid-Infrastruktur sowie die Umsetzung der Business Cases für Mannheim und Deutschland für das Jahr 2030 geschätzt. Dabei wird –

[179] Betrachtet man die Börsenpreisvektoren der Jahre 2006-2010, so ist - bei stark schwankendem Durchschnittspreis - insbesondere von 2006 bis 2008 ein starker Rückgang des Variationskoeffizienten zu beobachten, der sich nach 2008 noch ein wenig fortsetzt. Er lag im Jahr 2006 bei 0,97 und sank bis 2008 auf 0,43. Dabei fällt auf, dass insbesondere die Maximalpreise deutlich zurückgegangen sind. Der Rückgang der Volatilität nach 2006 kann auch durch den PV-Ausbau mitverursacht worden sein, da PV vornehmlich zu peak-Zeiten einspeist und die dann ansonsten zu findenden hohen Preise dämpft. Daneben kann z.B. auch eine verstärkte internationale Integration der nationalen Strommärkte zu einer Verringerung der Volatilität beigetragen haben.

[180] Der Vergleich der Preise der beiden Szenarien für das Jahr 2030 wird unten unter der Diskussion der Beschaffungsvorteile aufgenommen.

wie im Vorgehen erläutert – von einem „Steady State“ im Jahr 2030 ausgegangen, weshalb die Investitionen über Annuitäten mit den laufenden Kosten addiert werden können.

Als Grundlage dienen die Daten, die im moma-Abschlussbericht zum Arbeitsschritt 1.8 – Kapitel 7 - zu finden sind[181]. Die dortigen Daten beruhen auf Einschätzungen der Projektpartner, auf deren Basis schließlich in zwei Workshops im Rahmen von Arbeitsschritt 1.8 die Werte festgelegt wurden. Ausgewählt wird das dortige „Best-Case“-Szenario, in dem angenommen wird, dass ein Rollout bidirektional kommunizierender Smart Meter mit einer auch für Smart-Grid-Funktionalitäten nutzbaren Kommunikationsanbindung bereits erfolgt ist, was als eine plausible Annahme für das Jahr 2030 angesehen wird. D.h. sämtliche mit einem solchen Rollout verbundenen Kosten werden nicht betrachtet, was dazu dient, den Fokus auf Smart-Grid-Fragen zu richten.

Die zugrundeliegenden Daten wurden für Mannheim entwickelt. Auf Deutschland wurden sie über die Anzahl der Haushalte hochgerechnet, da es die Anzahl der Anschlüsse ist, die die hier einschlägigen Kosten treibt.

Die Zahlen in IZES et al. (2011) beziehen sich auf 2020. Sie wurden generell auch für 2030 verwendet, womit implizit davon ausgegangen wird, dass die realen Preise etwa gleichbleiben und die Bruttoarbeitskosten entsprechend der Durchschnittsproduktivität steigen. Die Ausnahme sind informationstechnische Güter. Für diese zeigten die Daten in der Vergangenheit – wie erwartet - erhebliche Preisänderungen. Die Preise für diese Güter, die in der Smart-Grid-Infrastruktur verwendet werden, wurden ausgehend von den 2020er-Zahlen mittels des Erzeugerpreisindizes 2000-2010 für die Gütergruppe 09-26 „Datenverarbeitungsgeräte …“ auf 2030 gerechnet und dann über den Verbraucherpeisindex (2000-2010) wieder auf Realwerte in $€_{2010}$ zurückgerechnet. Es resultiert ein Faktor von rund 0,49. Da dies quantitativ von erheblicher Bedeutung ist, wird für das Szenario Deutschland 2030 als Sensitivitätsrechnung auch die Variante mit den 2020er-Preisen berechnet[182].

Neben diesen Investitionskosten für die Smart-Grid-Infrastruktur werden operative Kosten berücksichtigt. Diese unterscheiden sich in laufende Kosten, die unmittelbar übernommen werden, und einmalige Kosten. Letztere werden wie Investitionskosten behandelt, da davon auszugehen ist, dass die Kosten regelmäßig z.B. mit einem Austausch der Hardware im Haushalt anfallen.

In der folgenden Tabelle sind die Investitionssummen dargestellt. Sie belaufen sich für Mannheim 2030 auf rund 11,1 Mio. € und für Deutschland auf rund 6,5 Mrd. €. Dabei entfällt für Deutschland rund 70% auf Investitionen unter „operative Kosten“. Im Vergleich zur Smart-Grid-Infrastruktur sind diese also sehr bedeutend. Das weist darauf hin, dass die Arbeiten bei den Kunden vor Ort wesentliche Kostentreiber sind. Innerhalb der Smart-Grid-Infrastruktur entfällt ein Großteil auf Objektnetzzellen, was in der großen Anzahl begründet ist. Diese fällt für Unterobjektzellen nicht mehr so deutlich ins Gewicht, da hier auf die bereits vorhandenen Smart Meter und deren Infrastruktur aufgebaut werden kann. Für Mannheim sind die operativen Kosten von geringerer Bedeutung, da Simulationen zeigten, dass kein Netzlastmanagement oder Netzausbau erforderlich ist. Dadurch reduzieren sich die operativen Kosten.

[181] IZES et al. (2011): Studien zu Wirtschaftsperspektiven, MOMA Arbeitsschritt 1.8 Endbericht.
[182] Für Mannheim können die entsprechenden Ergebnisse in diesem Abschnitt proportional aus dem Vergleich von Deutschland mit Preisanpassung vs. ohne Preisanpassung errechnet werden.

Investitionen in Mio. €	Mannheim 2030	Deutschland 2030	
		Mit Preis-anpassung	Ohne Preis-anpassung**
Energiemanagementsystem: Anschluss und Inbetriebnahme	3,83	1025	1025
Netzlastmanagement: Anlegen Endkunden	0*	205	205
Netzlastmanagement: Vor-Ort Anbindung von Lasten	0*	3280	3280
Summe Investitionen "Operative Kosten"	3,83	4510	4510
Systemzelle	0,78	208	426
Verteilnetzzelle	1,36	364	746
Objektnetzzelle	4,76	1275	2613
Unterobjektzelle	0,37	100	205
Summe Investitionen - Smart Grid Infrastruktur	7,26	1946	3990
Summe Infrastruktur+Investitionen „operative Kosten“	11,09	6456	8500

*“0“, da nach den Netzsimulationen in Mannheim im Jahr 2030 kein Netzausbau bzw. Netzlastmangement erforderlich ist. Die Investitionen für beide Positionen betrügen 13 Mio.€.
** Sensitivitätsrechnung: ohne Preisanpassung = für 2020 geschätzte Preise beibehalten

Tabelle 36: Für die Smart-Grid-Infrastruktur und die betrachteten Business Cases erforderlichen Investitionen

Die Investitionen werden mit einer Lebensdauer von 8 Jahren bei einem Zinssatz von 6% in Annuitäten umgerechnet. Hinzu kommen noch zusätzliche laufende operative Kosten, die als jährliche Ausgaben pro Kunde erfasst werden. Die entsprechenden Positionen und Werte zeigt folgende Tabelle. Die auf das Call-Center entfallenden Kosten wurden im Vergleich zu IZES et al. (2011) von 10€ pro Kunde und Jahr auf 5€ reduziert, da in den 10€ auch Kosten enthalten, die dem Smart Metering oder hier nicht betrachteten Business Cases zuzurechnen sind. Die 5€/Kunde und Jahr errechnen sich aus der Annahme, dass im Durchschnitt rund jeder Kunde pro Jahr einmal zusätzlich anruft, ein durchschnittlicher Anruf in ca. 10 min – bei breiter Streuung - bearbeitet werden kann und die Bruttoarbeitskosten rund 30€/h betragen. Die Bruttoarbeitskosten beziehen sich auf Mitarbeiter im Call-Center. Es wird also angenommen, dass diese die Anfragen ohne hinzuziehen von Fachleuten überwiegend selbst bearbeiten können.

Laufende operative Kosten	€/(Kunde und Jahr)	Mannheim 2030 (Mio. €/a)	Deutschland 2030 (Mio. €/a)
Energiemanagementsystem: Wartung und Support	2	0,31	82
Call-Center	5	0,77	205
Summe	7	1,07	287

Tabelle 37: Laufende operative Kosten

Daraus ergeben sich insgesamt die jährlichen Kosten – mit auf Annuitäten umgerechneten Investitionen- nach folgender Tabelle. Für Mannheim 2030 belaufen sich die Gesamtkosten auf rund 3,16 Mio. €/a, wovon rund 46,6 % (1,47 Mio.€/a) auf die Infrastruktur entfallen. Für Deutschland resultieren 1,3 Mrd. €/a mit einem geringeren Anteil von 23,6% (313,4 Mio.€/a) der Infrastruktur. Dieser geringere Anteil ist mit den dem Netzlastmanagement zuzuordnenden Kosten zu erklären. Bei einem zeitnäheren Rollout - in dem die Kostenreduktion der Infrastrukturkomponenten von 2020 auf 2030 nicht zum tragen kommt – ist für Deutschland bei jährlichen Gesamtkosten von etwa 1,7 Mrd.€/a mit um rund 329 Mio.€/a höheren Kosten zu rechnen. Auch dabei ist ein vorhergehender Rollout von Smart Metern angenommen[183]. Der hohe Anteil an operativen Kosten weist deutlich darauf hin, dass dem gegebenenfalls erforderlichen Service beim Kunden, der technischen Robustheit des Systems und der Usability – inklusive einer Verständlichkeit und Nachvollziehbarkeit der Abrechnungen - ökonomisch eine sehr große Bedeutung zukommt. Allein auf die Kosten aus zusätzlichen Anrufen beim Call-Center entfallen 24,4% und 14,5% der für Mannheim bzw. Deutschland geschätzten jährlichen Gesamtkosten. In dem Zusammenhang ist allerdings darauf hinzuweisen, dass gerade die operativen Kosten besonders schwierig abzuschätzen sind. Die Anteile zeigen aber jedenfalls, dass es wichtig ist, diesen Kostenpostionen bei der Entwicklung und Einführung eines Smart-Grids große Aufmerksamkeit zu widmen.

Jährliche Kosten in Mio.€/a	Mannheim 2030	Deutschland 2030	
		mit Preisanpassung der Infra-strukturkosten	ohne Preisanpassung der Infrastruktur-kosten*
Operative Kosten	1,69	1013,3	1013,3
Kosten Infrastruktur	1,47	313,4	642,5
Gesamtkosten	3,16	1326,7	1655,8

*Sensitivitätsrechnung: ohne Preisanpassung = Preise für 2020 geschätzte Preise beibehalten

Tabelle 38: Jährliche Kosten für Smart-Grid-Infrastruktur und die betrachteten Business Cases

[183] Falls ein Rollout von Smart Meter nicht mit für Smart Grid nutzbare Komponenten erfolgen sollte, könnten nach einer ergänzenden, gröberen Abschätzung die jährlichen Kosten für Deutschland 3,2 Mrd. €/a betragen.

In der folgenden Tabelle wird abschließend betrachtet, wie die jährlichen Gesamtkosten vom gewählten Realzins abhängen. Es zeigt sich, dass selbst bei großen Variationen des Realzinses (von 2-10%) die Gesamtkosten nur um rund 10% variieren. Das ist angesichts der sonstigen Unsicherheiten sehr wenig.

in Mio.€/a	**Realzins**				
Mannheim 2030	2%	4%	6%	8%	10%
Operative Kosten	1,59	1,64	1,69	1,74	1,79
Kosten Infrastruktur	1,29	1,38	1,47	1,56	1,66
Gesamtkosten	2,88	3,02	3,16	3,30	3,45
Deutschland 2030	**Realzins** 2%	4%	6%	8%	10%
Operative Kosten	902,7	956,9	1013,3	1071,8	1132,4
Kosten Infrastruktur	265,7	289,1	313,4	338,7	364,8
Gesamtkosten	1168,3	1245,9	1326,7	1410,5	1497,2

Tabelle 39: Sensitivität der jährlichen Kosten der Smart Grid Infrastruktur und der betrachteten Business Cases auf Realzinsvariationen

Nutzen aus netzseitigen Vorteilen

Die Abschätzung der netzseitigen Vorteile nimmt die Ergebnisse der technischen Simulationen einer VNZ für das Niederspannungsnetz[184] auf und bewertet die Unterschiede zwischen den dortigen Szenarien „Netzausbau“ und „Energiemanagement“. Dort wurden Teilnetztopologien und im betrachteten Teilnetz angeschlossene dezentrale Erzeugungsanlagen für die Szenarien Mannheim 2030 und Deutschland 2030 spezifiziert.

Für das Szenario Mannheim 2030 wurde die Topologie eines Mannheimer Teilnetzes verwendet und ein von der MVV prognostizierter Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen. Die Netzsimulationen zeigten, dass auch im Jahr 2030 aufgrund des schon heute eng vermaschten Netzes Netzrestriktionen nicht relevant sind. Aus diesem Grund wird der netzseitige Vorteil für das Szenario Mannheim 2030 auf 0€ geschätzt. Die weiteren Ausführungen gelten dem Szenario Deutschland 2030.

Für das Szenario Deutschland 2030 war sowohl vor allem die Netztopologie des Teilnetzes als auch die Ausstattung des Teilnetzes mit dezentralen Erzeugungsanlagen festzulegen (zu Details s. Kapitel 6.2).

[184] Wie bereits oben erwähnt, wird nur die Niederspannungsebene betrachtet. Evtl. Vorteile, die sich für die höheren Spannungsebenen ergeben können, werden nicht quantifiziert.

In diesem Projekt war es aus Ressourcengründen nicht möglich, die empirisch in Deutschland beobachtbaren Netztopologien in Klassen einzuteilen, die die tatsächlichen Netztopologien gut repräsentieren, und für jede dieser Klassen eine typische Netztopologie zu simulieren. Um dennoch zumindest zu einer Einschätzungen der netzseitigen Vorteile zu gelangen, wurde ein vorstädtisches Netz verwendet und simuliert, von dem eine relativ weite Verbreitung anzunehmen war. Ein „deutschlandtypisches" Teilnetz kann aber aufgrund der vielfältigen Topologien und der Abhängigkeit der Ergebnisse von der angenommenen Topologie nicht konstruiert werden. Die folgenden Zahlen sind deshalb als grobe erste Abschätzungen zu verstehen.

Auch in Bezug auf die in dem Teilnetz installierten dezentralen Erzeugungsanlagen konnte nur eine Struktur angenommen werden. Sie orientierte sich zum einen an dem Szenario A der „Leitstudie 2010" (Nitsch et al., 2010), zum anderen an gegenwärtigen gesetzlichen Regelungen und schließlich daran, dass auch die dezentralen Erzeugungsanlagen räumlich alles andere als geichverteilt sind. Um die Effekte des Netzlastmanagements deutlich herauszuarbeiten, wurde deshalb eine Ausstattung mit dezentralen Erzeugungsanlagen für 2030 gewählt, die überdurchschnittlich ist: 29 PV-Anlagen mit je 19,9 kW Leistung sowie eine 70 kW Biogasanlage, die Strich fährt; an das Teilnetz sind 151 Haushalte angeschlossen (Näheres s. Kapitel 6.2).

Um die Ergebnisse für dieses Teilnetz für eine Analyse der ökonomischen Wirkung auf Deutschland nutzbar zu machen, ist eine räumliche Hochrechnung erforderlich. Aus den Ausführungen zur Topologie wurde schon deutlich, dass dies ein problematisches Unterfangen ist. Um dennoch zu einer groben Abschätzung zu gelangen, wird eine Hochrechnung auf Basis des Haushaltsstromverbrauchs durchgeführt, was einen Faktor von rund 210 Tsd. ergibt. Zudem ist die überdurchschnittliche Ausstattung mit dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Aufgrund dieser Ausstattung wurde ein zusätzlich ein Faktor von 0,2 eingeführt, mit dem die Häufigkeit eines wie angenommen starken Ausbaus dezentraler Erzeugungsanlagen in entsprechenden Teilnetzen und entsprechender Netztopologien erfasst werden soll. Mit dem Faktor 0,2 würden z.B. die in den betrachteten Teilnetzen installierten Biomasseanlagen rund 22,1 TWh Strom im Jahr 2030 erzeugen, wobei die gesamte Stromerzeugung aus Biomasse im Jahr 2030 nach Nitsch et al. (2010a, S. 54)[185] bei 56,1 TWh liegt. Da auch anderweitige und vor allem größere Biomasseanlagen Strom erzeugen, wäre ein deutlich höherer Anteil nicht plausibel.

Die Ergebnisse aus der technischen Simulation von VNZ für ein *Teilnetz*, die für die ökonomische Abschätzung verwendet werden, sind folgende:

- Im Szenario „Netzausbau" ist ein 250m langes Niederspannungskabel vom Typ NAYY 4x120 SE im Vergleich zu „Energiemanagement" zusätzlich zu installieren.
- Für 8 PV-Anlagen muss im Szenario „Netzausbau" die Nennscheinleistung um 9% erhöht werden, um bei gleicher Einspeisung ebenfalls zum Blindleistungsmanagement beizutragen.
- Die Biomasseanlagen trägt im Szenario „Netzausbau" zum Blindleistungsmanagement bei und kann deshalb 3% weniger Wirkleistung als im Szenario „Energiemanagement" bereitstellen.

[185] Nitsch et al. (2010a): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Datenanhang II, Datenanhang der Studie für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

- Die Wirkleistungsverluste verringern sich im Szenario „Energiemanagement“ im Vergleich zum Szenario „Netzausbau“ um 0,2277 MWh/a.

Zur Berechnung der ökonomischen Vorteile wurde wie folgt vorgegangen:

- Für das Netzkabel wurden Investitionskosten sowie Wartungs-, Instandhaltungskosten u.ä. auf Basis von MVV-Daten angesetzt. Die Investitionskosten[186] von rund 25 Tsd. € wurden unter Annahme einer 40 jährigen Lebensdauer bei 6% Realzins in Annuitäten umgerechnet, zu denen die Wartungskosten etc. in Höhe von 0,5% der Investitionskosten pro Jahr addiert wurden. Die in Deutschland 2030 erforderlichen zusätzlichen Investitionen belaufen sich auf rund 1.052 Mio.€.

- Zur Abschätzung der Kosten der Erhöhung der Leistung der Wechselrichter wurden Daten zu Preisen und Leistung von Wechselrichtern im Internet gesammelt[187]. Die Leistung wurde dann sowohl linear über die Ursprungsgrößen als auch linear über deren Logarithmen auf die Preise bzw. deren Logarithmen (ohne MWSt.) regressiert (R^2=0,94 bzw. 0,89). Die Regressionsgeraden wurden dann verwendet, um die Kosten einer Leistungserhöhung von 9% bei einer Ausgangsleistung von 19,9 kW zu schätzen. Daraus wurde der Mittelwert der beiden Schätzungen gebildet (rund 257,50 €). Die Multiplikation mit der Anzahl der Wechselrichter ergibt die zusätzlich erforderlichen Investitionen. Diese wurden dann über die Lebensdauer von 10 Jahren[188] und einem Realzins von 6% in Annuitäten umgerechnet. Die in Deutschland 2030 erforderlichen zusätzlichen Investitionen belaufen sich auf rund 87 Mio.€.

- Für die Biomasseanlage wurden Vollaststunden von 7500h/a angesetzt. Die sich daraus ergebende Einspeisung wurde um 3% reduziert (um 15,75 MWh/a) und das Resultat auf Deutschland hochgerechnet (rund 0,66 TWh/a). Die Kosten pro MWh wurden mit dem durchschnittlichen Börsenpreis des Jahres 2030 angesetzt, da die reduzierte Strommenge anderweitig ersetzt werden muss und die hohe Volllaststundenzahl die Bewertung der Kosten der dafür erforderlichen zusätzlichen Erzeugung zu durchschnittlichen Grenzkosten – also dem durchschnittliche Börsenpreis – als angemessen erscheinen lässt[189].

- Die erhöhte Verlustenergie im Szenario „Netzausbau“ wird zum durchschnittlichen Börsenpreis bewertet. Aufgrund der geringen Bedeutung dieser Kosten wurde die Möglichkeit einer zeitlich genaueren Zuordnung nicht näher betrachtet.

---

[186] Es sei hier schon erwähnt, dass Investitionskosten in Kabel zu rund 80-90% in die Verlegung und dort vornehmlich in den Tiefbau fließen. So ist auch erklärlich, dass in BDEW (2011, Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020, S. 35) maximal die Hälfte der hier verwendeten Kosten pro Länge angesetzt werden, da dort ländliche Gebiete betrachtet werden, in denen die Tiefbaukosten generell niedriger sind.

[187] Die für die Regression verwendeten Daten stammen von www.wechselrichtershop.net (abgerufen am 08.11.2012). Es wurden alle auf dieser Webseite zu findenden Wechselrichter, für die die entsprechenden Daten vorlagen, für die Regression verwendet (N=171).

[188] S. VKU (2012): Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid), S.60).

[189] Die Rückwirkung der geringeren Einspeisung aus Biomasse auf die Börsenpreise wurde nicht berücksichtigt, da die Verringerung relativ klein ist.

Daraus ergeben sich für Deutschland 2030 folgende netzbezogenen Vorteile im Szenario „Energiemanagement“ im Vergleich zum Szenario „Netzausbau“:

	Im Vergleich zu „Netzausbau“ vermiedene zusätzliche Kosten in Mio. €/a
Kabelzubau	75,17
Reduktion Wirkleistung Biomasse	38,31
Leistungserhöhung PV-Wechselrichter	11,78
Verlustenergie	0,55
Gesamte Zusatzkosten	125,81

Tabelle 40: Netzseitig vermiedene zusätzliche Kosten

Der eingesparte Kabelausbau dominiert die ökonomischen Vorteile des Netzlastmanagement. Aufgrund der sehr hohen eingesparten Investitionskosten von rund 1 Mrd. € wäre vielleicht eine noch stärker Dominanz zu erwarten. Diese resultiert nicht, weil diese eingesparten Investitionen mit der sehr langen Lebensdauer von Kabeln (40 Jahre) in jährliche Kosten umzurechnen sind. Gerade im Vergleich zu den eingesparten Investitionen in PV-Wechselrichter (rund 87 Mio.€) mit einer geringeren Lebensdauer fällt dies auf: Für diese sind immerhin 15,7% der jährlichen Kosten für den Kabelausbau zu veranschlagen. Neben den Kosten des Kabelzubaus ist aber vor allem die verringerte Einspeisung der Biomasse bedeutend, deren Wert halb so groß ist wie der des Kabelzubaus. Die zusätzlichen Kosten durch eine höhere Verlustenergie können vernachlässigt werden.

Die Reaktion der Kostenschätzungen auf Realzinsänderungen wird in der Tabelle unten gezeigt. Aufgenommen sind dort die beiden Positionen, die Investitionen enthalten, sowie die gesamten Zusatzkosten. Durch die lange Lebensdauer erweist sich die Schätzung für den Kabelzubau als relativ zinssensitiv: Im Vergleich zum Referenzfall von 6% errechnet sich eine maximale Erhöhung um rund 50% und eine maximale Senkung von rund 42%. Die Wirkungen sind für die Leistungserhöhung von PV-Wechselrichtern deutlich geringer. Aufgrund des hohen Anteils von „Kabelzubau“ an den gesamten Zusatzkosten ergeben sich auch dort erhebliche Schwankungen (von -27% bis +32%). Da es sich bei einem Kabelzubau um eine Tätigkeit im regulierten Netzbereich handelt, ist die Investition als relativ sicher zu betrachten. Aufgrund dieser Regulierung sind die Extremwerte auch als wenig wahrscheinlich einzuschätzen. Insofern zeigt sich hier zwar eine sehr deutliche Abhängigkeit vom Realzins, dessen zu erwartenden Schwankungen halten sich aber in engeren Grenzen.

Vermiedene zusätzliche Kosten „Netzausbau“ in Mio.€	Realzins				
	2%	4%	6%	8%	10%
Kabelzubau	43,71	58,41	75,17	93,47	112,83
Leistungserhöhung PV-Wechselrichter	9,65	10,69	11,78	12,92	14,11
Gesamte Zusatzkosten	92,22	107,95	125,81	145,65	165,79

Tabelle 41: Sensitivität der netzseitig vermiedenen zusätzlichen Kosten auf Realzinsvariationen

Im Vergleich zur Schätzung in BDEW (2011) bis 2020 werden die Zubauinvestitionen in Niederspannungskabel hier deutlich geringer beziffert: BDEW (2011, S.36) benennt für ein Szenario entsprechend der auch hier verwendeten Leistudie 2010 für den EE-Ausbau bis 2020 einen Bedarf an zusätzlichen Investitionen auf der Niederspannungsebene von 9,4-11,9 Mrd.€. Dieser erfolgt aber vornehmlich im ländlichen Raum. Insofern sind diese Werte nicht vergleichbar. Sie weisen aber darauf hin, dass insbesondere der ländliche Raum und die dortigen Einsatzmöglichkeiten und möglichen Vorteile eines Smart Grid eine lohnende Aufgabe für weitere Forschungen sein dürfte.

Ökonomische Vorteile aus variablen Tarifen

Die ökonomischen Vorteile aus variablen Tarifen werden auf Basis der Handelssimulation berechnet. Betrachtet werden gleichzeitig sowohl variable Energielieferpreise – variable Tarife im engeren Sinn - mit dem Ziel einer Beschaffungsoptimierung und variable Netzentgelte mit dem Ziel durch Netzlastmanagement einen erforderlichen Netzausbau zu reduzieren[190]. In diesem Abschnitt werden die nicht das Netz betreffenden Wirkungen des daraus entstehenden variablen Tarifs abgeschätzt. Herangezogen werden dazu die Ergebnisse der Verschiebung des Gerätelastgangs aus der Handelssimulation (Kapitel 6.4). Sie werden dort für 1000 Haushalte berechnet, die jeweils rund 3,6 MWh Strom pro Jahr verbrauchen. Eine Hochrechnung auf Mannheim und Deutschland erfolgt über den Stromverbrauch. Im Vergleich zu einer Hochrechnung über die Haushaltsanzahl wird damit eine Konsistenz mit dem grundlegenden Szenario A aus der Leitstudie 2010 erreicht, da mit dieser Hochrechnung der dort zu findende Stromverbrauch der Haushalte für 2030 realisiert wird (115 TWh[191]). Die derartig ermittelten räumlichen Umrechnungsfaktoren für Mannheim bzw. Deutschland für die Last- und Differenzlastgänge aus der Handelssimulation betragen rund 168 bzw. 31.768.

Für die Berechnung der ökonomischen Wirkung im *Szenario Mannheim 2030* wird der Börsenpreisvektor MA30 (Beschreibung s. oben) sowie der auf dessen Basis über entsprechend abgeleitete variable Tarife und Netzentgelte bestimmte Differenzlastgang herangezogen. Aus dem Börsenpreisvektor und dem Differenzlastgang lässt sich ein ökonomischer Vorteil aufgrund verringerter Beschaffungskosten von rund 1,21 Mio. €/Jahr bestimmen (s. Tabelle unten). Das entspricht etwa einem Vorteil von 7,2 €/Haushalt und Jahr.

[190] Zur sprachlichen Vereinfachung werden in diesem Abschnitt variable Energielieferpreise und variable Netzentgelte zum Begriff „variable Tarife“ zusammengefasst.

[191] S. Nitsch et al. (2012a, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Datenanhang II, Datenanhang der Studie für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S.20).

Für das *Szenario Deutschland 2030* ist zu beachten, dass sich die Börsenpreise verändern: Die ursprünglichen Börsenpreise vor Lastverschiebung entsprechen MA30; durch die Lastverschiebung – verändern sich die Börsenpreise zu DE30[192]. Auf ihnen beruht der neue Differenzlastgang für Deutschland 2030. Hieraus lässt sich der Beschaffungsvorteil berechnen. Im Differenzlastgang wird zudem Last aus Stunden mit hoher Residuallast verschoben, was einen geringeren Kraftwerksausbau ermöglicht. Der Gesamteffekt dieser Änderungen beziffert sich auf rund 1,1 Mrd. €/a. Die beiden Effekte – Beschaffungsvorteil und Einsparung von Kraftwerkskapazitäten – werden nun getrennt eingehend erläutert.

Auf den Beschaffungsvorteil entfällt mit 1.072 Mio. €/a der Großteil der Vorteile. Er berechnet sich als Differenz der Zahlungen für den Stromeinkauf an der Börse für den Endverbrauch vor Verschiebung und der entsprechenden Zahlungen nach Verschiebung[193]. Im Gegensatz zum Szenario Mannheim 2030 ist hier auch die Veränderung des Börsenpreises zu beachten.

So sinkt der Börsenpreis durch die preisinduzierte Lastverschiebung von 58,89 €/MWh auf 57,59 €/MWh, also um rund 1,3 €/MWh, was allgemeine Beschaffungsvorteile generiert. Diese Reduktion – bei unverändertem Endverbrauch – resultiert aus betragsmäßig stärkeren Preisreduktionen auf Lastreduktionen im Bereich hoher Preise im Vergleich zu den durch Lasterhöhung im Bereich niedriger Preise bewirkten Preiserhöhungen[194]. Es handelt sich also um einen Effekt der vom genaueren Verlauf der Merit-Order-Kurve abhängig ist. Er ist insofern plausibel, als aufgrund des hohen Anteils erneuerbarer Energien Stunden mit sehr geringen Strompreisen häufig sind und eine Verschiebung von Last in diese Stunden den Strompreis kaum oder gar nicht erhöht, da dann auch häufig ein Überschuss an EE-Strom vorliegt. Zudem ist es nicht unplausibel, dass Altkraftwerke mit hohen Grenzkosten in Reserve gehalten werden, die nur in relativ wenigen Stunden produzieren, wodurch eine Lastreduktion in diesen Stunden zu starken Preisreduktionen führen kann. Gleichzeitig verringert sich die Volatilität des Börsenpreises leicht, was z.B. an einem Rückgang des Variationskoeffizienten von 0,83 auf 0,78 insbesondere aber am Rückgang der Standardabweichung von 48,9 €/MWh auf 44,84 €/MWh zu sehen ist. Auch aus der dahinterliegenden geänderten Struktur der Börsenpreise resultieren Unterschiede der Beschaffungskosten. Im Szenario Deutschland 2030 ist es also wichtig, die Wirkung über die veränderten Börsenpreise zu beachten.

Durch die veränderten Börsenpreise entsteht zuerst ein Unterschied zwischen den betriebswirtschaftlich nutzbaren Vorteilen aus variablen Tarifen und der sonstigen Wirkung. Unter „betriebswirtschaftlichen nutzbarem Vorteil“ ist dabei die Einsparung zu verstehen, die sich bei den herrschenden Preisen aus den Differenzlastgängen der Geräte ergibt, denn nur diese Summe steht Lieferanten zur Verfügung, um die Zusatzkosten zu decken, den Haushaltskunden einen wirtschaftlich attraktiven Tarif anzubieten und die eigenen Gewinne zu erhöhen[195]. Diese Summe errechnet sich dementsprechend aus dem Differenzlastgangvektor multipliziert mit dem Börsenpreisvektor DE30. Sie beläuft sich auf 196,4 Mio. €/a,

[192] Diese Reaktion der Börsenpreise wurde über eine Iteration berechnet (s. oben).
[193] Genau gesprochen handelt es sich um den Lastgang ohne Verschiebung mal dem Börsenpreisvektor MA30 minus (Lastgang ohne Verschiebung plus Differenzlastgang) mal dem Börsenpreisvektor DE30.
[194] Zur Verdeutlichung mag die Vorstellung einer zweimal stetig differenzierbaren Merit-Order-Kurve dienen: Ein solcher Effekt stellt sich ein, wenn die Linearkombination zweier Punkte auf dieser Kurve über der Kurve liegt. Das ist der Fall, wenn die Kurve linksgekrümmt ist, also eine positive zweite Ableitung aufweist.
[195] Betriebswirtschaftlich nutzbar sind auch induzierte netzseitige Vorteile, die oben betrachtet wurden.

was etwa 18,3% des gesamten Beschaffungsvorteils entspricht[196] und etwa 4,8 €/Jahr und Haushalt ergibt[197]. Demnach steht der überwiegende Teil des Gesamteffekts nicht für die Umsetzung eines Business Cases zur Verfügung, sondern kommt vielmehr über die Änderung des Börsenpreises anderen Endverbrauchern oder deren Lieferanten (617,2 Mio. €/a) oder den Haushalten (258,2 Mio. €/a) zugute, wobei der überwiegende Teil auf die Reduktion des durchschnittlichen Börsenpreises (482,8 Mio. €/a bzw. 150,8 Mio. €/a) entfällt, der Rest auf Änderungen der Preisstruktur. Das bedeutet, dass von der Lastverschiebung in erheblichem Umfang Endverbraucher profizieren, die selber nichts zur Lastverschiebung beitragen. Hieraus ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

1. Systemare Vorteile können betriebswirtschaftliche Vorteile um ein Vielfaches übersteigen, sobald variable Tarife so weit verbreitet sind, dass durch die Nutzung der Flexibilitäten die Strompreise beeinflusst werden.
    a. Damit sind systemanalytische quantitative Ergebnisse für variable Tarife nicht unmittelbar geeignet betriebswirtschaftlich sich rechnende Geschäftsmodelle aufzuzeigen.
    b. Betriebswirtschaftliche Analysen sind unter gleichen Bedingungen nicht geeignet die ökonomischen Vorteile variabler Tarife quantitativ dazustellen.
    c. Eine entsprechende Unterscheidung ist auch im Rahmen eines Monitorings einer Einführung von variablen Tarifen zu beachten.
2. Die Vorteile können in quantitativ beträchtlichem Umfang Akteuren zugutekommen, die im Falle eines auf einzelne Verbrauchergruppen zielenden variablen Tarifs nicht im Fokus stehen.
3. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass insbesondere durch Nutzung von Flexibilitäten induzierte Veränderungen des durchschnittlichen Börsenpreises eine quantitativ erhebliche Wirkung zeigen können.

---

[196] Methodisch wurden die Werte und „davon: Haushalte“ und „Davon: andere Endverbraucher …“ über eine Komponentenzerlegung berechnet (s. Holub/Schnabl, 1994, Input-Output-Rechnung: Input-Output-Analyse, Oldenbourg-Verlag, München, S.209ff.): Wird die Veränderung zweier multiplikativ miteinander verknüpfter Größen (z.B. p_1x_1-p_0x_0, mit x als Menge und p als Preis, wobei p als Zeilen- und x als Spaltenvektor definiert werden können) betrachtet, so kann diese zerlegt werden in $p_0(x_1-x_0) + (p_1-p_0)\, x_0 + (p_1-p_0)\,(x_1-x_0)$. Der erste Term gibt die Wirkung der Mengenänderung wieder, der zweite Term den Effekt der Preisänderung und der dritte den sogenannten gemischten Effekt. Der gemischte Effekt taucht in der Aufteilung unter „davon: Haushalte“ deshalb nicht auf, weil der „betriebswirtschaftlich nutzbare Effekt“ sich aus der Summe des Mengeneffekts und des gemischten Effekts ergibt ($p_0(x_1-x_0) + (p_1-p_0)(x_1-x_0) = p_1(x_1-x_0)$). Unter „Veränderung durch Börsenpreise“ für Haushalte und andere Endverbraucher ist eine Zerlegung auf Effekte durch Börsenpreissenkung und Strukturänderung des Börsenpreises in der Tabelle angedeutet, wobei nur der Effekt aus der Senkung des Börsenpreises eigens aufgeführt wird.

[197] Der geringere Wert im Vergleich zu der Handelssimulation resultiert aus dem verringerten Haushaltsverbrauch im Jahr 2030 in dem Szenario A aus „Leitstudie 2010“.

in Mio. €/a				Szenario Deutschland 2030	Szenario Mannheim 2030
Gesamte ökonomische Vorteile aus variablen Tarifen				1.103,1	1,21
davon: Geringerer Zubau von Gasturbinen-Kraftwerken				31,2	0
davon: Beschaffungsvorteil				1.071,9	1,21
	davon: Haushalte			454,7	1,21
		davon: betriebswirtschaftlich als Beschaffungsvorteil nutzbar*		196,4	1,21
		davon: durch Veränderungen des Börsenpreisvektors		258,2	0
			davon: durch Reduktion des durchschnittlichen Börsenpreises	150,6	0
	davon: andere Endverbraucher (durch Veränderungen des Börsenpreisvektors)			617,2	0
		davon: durch Reduktion des durchschnittlichen Börsenpreises		482,6	0
* entspricht methodisch der Berechnung des Handelsvorteils in der IWES-Handelssimulation (Vorgehen: Differenzlastgangvektor mal Börsenpreisvektor nach Iteration („DE30“))					

Tabelle 42: Ökonomische Vorteile durch variable Tarife

In obiger Tabelle ist neben dem Beschaffungsvorteil auch ein geringerer Zubau von Gasturbinen in dem Szenario mit variablen Tarifen als ökonomischer Vorteil ausgewiesen. Zuerst sei darauf hingewiesen, dass dieser Effekt relativ klein ist (rund 2,8 % des Gesamteffekts). Der Effekt beruht auf der tendenziellen Lastverlagerung aus Stunden mit hoher Residuallast in Stunden mit geringer Residuallast. Folgende Abbildung stellt diese Lastverlagerung dar: Von der nach Größe absteigend geordneten Residuallast nach Lastverschiebung wurde die nach Größe absteigend geordnete Residuallast vor Lastverschiebung abgezogen[198]. Ein negatives Vorzeichen zeigt eine Reduktion entsprechender Residuallasten durch die Lastverschiebung an, ein positives Vorzeichen eine Erhöhung der Residuallasten. Die Abbildung zeigt also, dass die variablen Tarife tatsächlich ausgleichend auf die Residuallast wirken. Die damit verbundenen Preiseffekte wurden gerade untersucht. Hier ist die Frage, ob und wie stark ein Kapazitätseffekt zu

[198] Die Residuallasten wurden also jeweils für sich im Fall mit und ohne Lastverschiebung geordnet. Die Abbildung zeigt also z.B. nicht, dass in der Stunde mit der höchsten Residuallast ohne Lastverschiebung die Last um gute 2GW gesenkt wurde. Vielmehr zeigt sie, dass in der Stunde mit der höchsten Residuallast mit Lastverschiebung die Residuallast gut 2 GW niedriger war als in der Stunde mit der höchsten Residuallast ohne Lastverschiebung.

berücksichtigen ist, der zustande kommt, weil eine geringere Kraftwerksleistung bereitgestellt werden muss. Das Augenmerk liegt deshalb auf dem linken Bereich der Abbildung, der die Reduktion der größten Residuallasten zeigt.

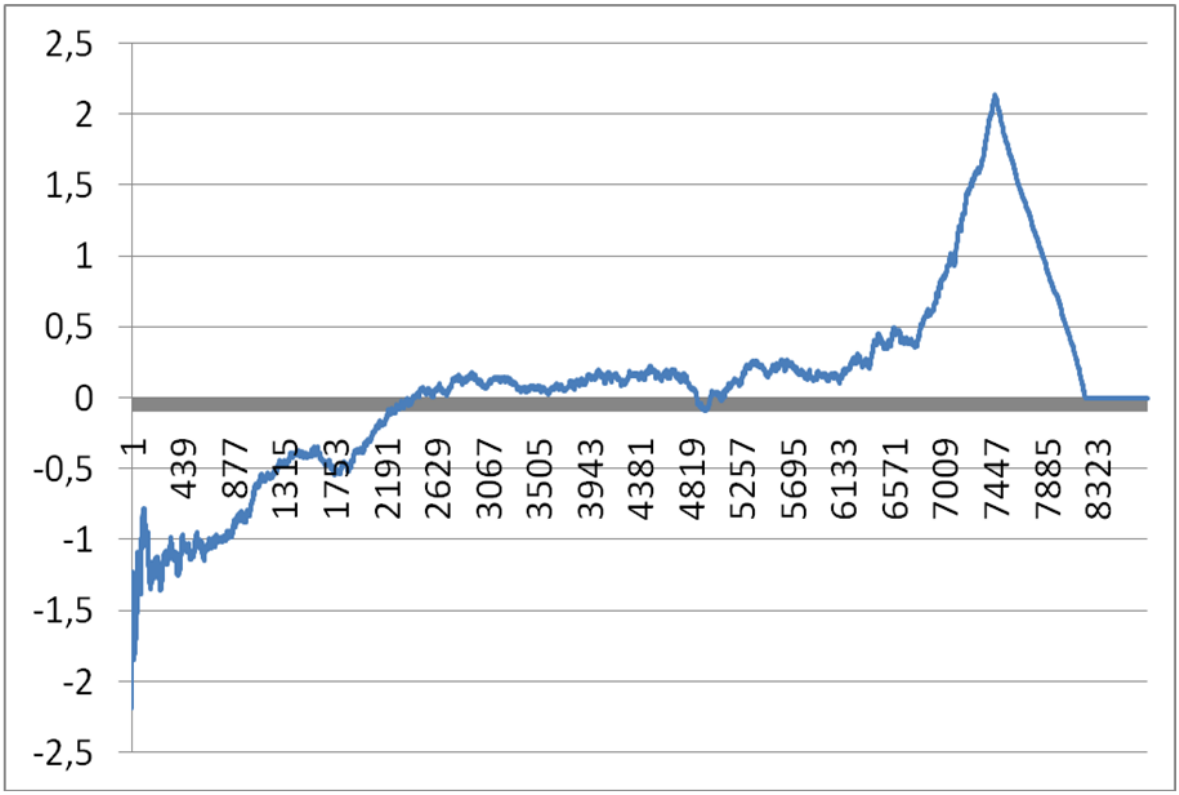


Abbildung 113: Geordneter Residuallastgang nach Lastverschiebung minus geordneter Residuallastgang vor Lastverschiebung (X-Achse: Stunden; Y-Achse: Differenz des Residuallastgangs in GW)

Als Neubauten mit den höchsten Grenzkosten sind Erdgas-GT-Kraftwerke heranzuziehen. Für diese weist Konstantin (2009; S.292)[199] eine typische Volllaststundenzahl von 1000h/a aus. In der Stunde mit der tausendhöchsten Last reduziert sich die Residuallast um rund 0,8 GW, ein Wert der in etwa auch in allen Stunden mit höherer Last mindestens erreicht wird. Im Szenario Deutschland 2030 sind neue Erdgas-Gasturbinen höchsten rund 500h/a im Einsatz. Für die 500hundertste Stunde mit der höchsten Residuallast und die Stunden mit höherer Residuallast ergeben sich eine Reduktion der Residuallast um rund 1 GW. Die Unterschiede in der möglichen eingesparten Leistung sind also relativ gering[200]. Verwendet wurde der Wert von 0,8 GW. Berechnet wurde die ökonomische Wirkung dieser Einsparung unter Verwendung der Daten aus Nitsch (2010a, S.18). Demnach ist bei einer Lebensdauer von 25 Jahren mit spezifischen Investitionskosten in Höhe von 400 €/kW zu rechnen, was bei 0,8 GW einem Investitionsvolumen von rund 320 Mio. € entspricht. Hinzu kommen noch feste jährliche Betriebskosten in Höhe von 2% der Investitionskosten. Aus einer Umrechnung der Investitionskosten auf Annuitäten – bei 6% Realzins – ergeben sich nach Addition der festen Betriebskosten die in obiger Tabelle ausgewiesenen 31,2 Mio. €/a.

[199] Konstantin, P. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft, Springer, Berlin, Heidelberg.

[200] Die Rückwirkung der Leistungsreduktion auf die Börsenpreise und die Lastverschiebung wurde nicht berücksichtigt.

Tabelle 43 zeigt noch, dass diese Zahl in Abhängigkeit vom Realzins stark variiert (von 22,6-41,4 Mio. €/a). Im Vergleich zum Beschaffungsvorteil bleibt sie aber klein.

Realzins	2%	4%	6%	8%	10%
Einsparungen durch vermiedene GT-Kraftwerke (in Mio. €)	22,6	26,7	31,2	36,1	41,4

Tabelle 43: Sensitivität der Kosteneinsparung durch eingesparte Kraftwerksleistung auf Realzinsvariationen

Die vorsichtige Einschätzung der eingesparten Kapazität auf 0,8 GW hat auch einen weiteren Grund: In den Szenariorechnungen konnte nicht untersucht werden, ob die Kraftwerkskapazitäten nicht doch benötigt werden, um als Reservekapazitäten bei besonders ungünstiger Einspeisung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien die Last zu decken. Der Effekt aus der Lastverschiebung ist insofern durchaus gegeben. Welche Kraftwerkskapazitäten allerdings benötigt werden, um auch das Ziel, ein bestimmtes Maß an Versorgungssicherheit zu halten, zu erreichen, ist anderweitig zu untersuchen. Eine derartige Untersuchung könnte auch zu dem Schluss kommen, dass in einem Szenario mit Lastverschiebungsoptionen keine oder geringere Leistungen eingespart werden können.

Überblick

Die Kosten der Smart-Grid-Infrastruktur und die operativen Kosten sowie die Vorteile durch das Netzlastmanagement auf Niederspannungsebene und durch die über variable Tarifen und variable Netzentgelte verringerten Beschaffungskosten, die in den vorhergehenden einzelnen Abschnitten dargelegt wurden, sind in folgender Tabelle für die beiden Szenarien Mannheim 2030 und Deutschland 2030 zusammengefasst. Dabei wurde von einem „Steady State“ – also einem eingespielten Zustand – des Systems ausgegangen. Entsprechend wurden Investitionen sowohl auf der Kosten- als auch Vorteilsseite über die jeweilige Lebensdauer des Investitionsgutes und einen Realzins von 6% in Annuitäten umgerechnet und zu den laufenden zusätzlichen Kosten bzw. laufenden zusätzlichen Erlösen addiert. Genutzt wurde dabei ausschließlich die Flexibilität von SOC- und FPS-Geräten in Haushalten, die in automatisierter Reaktion über variable Tarife – die hier variable Netzentgelte enthalten - erschlossen wurden.

Jährliche Kosten bzw. ökonomische Vorteile von Smart Grid* (in Mio.€/a)	**Mannheim 2030** **Realzins 6% (Realzins 4%; Realzins 8%)**	**Deutschland 2030** **Realzins 6% (Realzins 4%; Realzins 8%)**
Kosten für Smart-Grid-Infrastruktur und operative Kosten	-3,16 (-3,0; -3,3)	-1.326,7 (-1.245,9; -1.410,5)
Netzseitige Vorteile (Niederspannung)	0 (0; 0)	125,8 (108,0; 145,65)
Beschaffungsvorteil aus variablen Tarifen	1,21 (1,21; 1,21)	1.103,1 (1098,6; 1.108,0)
Summe	-1,95 (-1,8; -2,1)	-97,8 (-39,3; -157,3)

* Kosten werden mit negativem Vorzeichen dargestellt, Vorteile mit positivem Vorzeichen.

Tabelle 44: Übersicht über Kosten und Vorteile der Umsetzung der Business Cases „Netzlastmanagement“ (NLM) und „Großhandelsmarkt-Lieferant“ (GHM-L)

Insgesamt ergibt sich, dass die betrachteten Vorteile die Kosten nicht decken. Im Verhältnis zu den Kosten ist diese Unterdeckung für Mannheim 2030 erheblich, während sie für das Deutschlandszenario relativ klein ist, insbesondere wenn man die Unsicherheiten der Schätzung berücksichtigt.

Das Gesamtergebnis wird in Mannheim 2030 mit steigendem Realzins kleiner, da dadurch die Kosten für Infrastruktur und die operative Kosten steigen, die Beschaffungsvorteile vom Zinssatz aber unberührt bleiben. Die Unterschiede sind jedoch relativ gering. Für Deutschland 2030 ergeben sich für das Gesamtergebnis durch Realzinsvariation erhebliche Änderungen, was mit dessen relativ geringen absoluten Höhe zu erklären ist. Betragsmäßig ist zu sehen, dass die Kostenkomponenten stärker auf Realzinsvariationen reagieren als die Vorteilskomponenten, wobei wiederum beim Beschaffungsvorteil[201] nur geringe Variationen auftreten. Insofern scheint auch hier ein geringerer Realzins die ökonomische Wirkung eines Smart Grid zu erhöhen. Die Unterschiede sind jedoch relativ gering, so dass im Weiteren nicht näher auf sie eingegangen werden muss.

Der Unterschied in der für Deutschland 2030 im Vergleich zu Mannheim 2030 relativ geringen Unterdeckung rührt weniger daher, dass in Mannheim aufgrund des bereits heute schon eng vermaschten Netzes auch in 2030 kein Netzlastmanagement oder Netzausbau erforderlich erscheint, sondern vielmehr daher, dass der Beschaffungsvorteil aus variablen Tarifen in Relation zu den Kosten sehr viel niedriger ist. Dies erscheint auf den ersten Blick als kontraintuitiv, da in Deutschland 2030 im Gegensatz zu Mannheim 2030 die Reaktion des Börsenpreises auf die Lastverschiebung beachtet wurde, was zu geringeren relativen Werten führen sollte. Diese Argumentation ist auch insofern korrekt, als der betriebswirtschaftlich für ein Geschäftsmodell nutzbare Teil in Deutschland 2030 erheblich kleiner ist: Pro Haushalt und Jahr ergeben sich Vorteile von 7,2€ (Mannheim 2030) und 4,8€ (Deutschland 2030). Der Großteil der ökonomischen Vorteile resultiert in Deutschland jedoch aus den Veränderungen des Börsenpreises – also der kurzfristigen Grenzkosten des Stromerzeugungssystems- (875,4 Mio.€/a), die zusätzlich 258,2 Mio. €/a aus der Belieferung von Haushalten aber auch 617,2 Mio.€/a aus der Belieferung anderer Endverbraucher generieren , also auch von Endverbrauchern, die sich nicht selbst an einer Lastverschiebung beteiligen. Dabei spielt die durch die Lastverschiebungen induzierte Reduktion der durchschnittlichen Grenzkosten des Stromerzeugungssystems eine maßgebliche Rolle. Die wesentlichen Vorteile in Deutschland 2030 entfallen also nicht auf die zu geltenden Börsenpreisen bewertete, durch die Lastverschiebung der betrachteten Haushaltsgeräte induzierte Reduktion der Beschaffungskosten. Daraus ergeben sich, wie oben schon aufgeführt, folgende Schlussfolgerungen:

1. Systemare Vorteile können betriebswirtschaftliche Vorteile um ein Vielfaches übersteigen, sobald variable Tarife so weit verbreitet sind, dass durch die Nutzung der Flexibilitäten die Grenzkosten der Stromerzeugung merklich beeinflusst werden. Systemanalytische quantitative Ergebnisse für variable Tarife sind deshalb nicht unmittelbar geeignet, betriebswirtschaftlich sich rechnende Geschäftsmodelle aufzuzeigen. Andererseits sind betriebswirtschaftliche Analysen unter gleichen Bedingungen nicht geeignet ökonomische Vorteile eines Smart Grid quantitativ darzustellen.

2. Die Vorteile können in quantitativ beträchtlichem Umfang Akteuren zugutekommen, die im Falle eines auf einzelne Verbrauchergruppen zielenden Rollouts nicht im Fokus stehen.

[201] Der Beschaffungsvorteil enthält als einzige realzinsabhängige Komponente eine Verringerung der Kraftwerksleistung, die bei einem Realzins von 6% mit relativ geringen 31,2 Mio.€/a zu Buche schlägt.

3. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass insbesondere durch Nutzung von Flexibilitäten induzierte Veränderungen des durchschnittlichen Börsenpreises eine quantitativ erhebliche Wirkung zeigen können.

Zu beachten ist bei der Interpretation der Ergebnisse auch, dass nur ein Teil der möglichen Flexibilitäten berücksichtigt wurde. Würden nicht nur die erwähnten Geräteklassen in Haushalten berücksichtigt sondern komplette Haushalte und zudem die anderen Endverbrauchersektoren, ist mit größeren Lastverschiebungen zu rechnen, die für sich tendenziell auch zu größeren volkswirtschaftlichen Effekten führen dürften. Andererseits ist dabei zu beachten, dass dann auch die Effekte auf andere Endverbraucher verschwinden würden, was die volkswirtschaftlichen Gesamteffekte tendenziell reduziert. Dadurch könnten auch betriebswirtschaftlich nutzbare Effekte relativ näher an die volkswirtschaftlichen Effekte heranrücken. Zudem wären in diesem Fall die Zusatzkosten für die Einbeziehung anderer Verbraucher zu beachten. Zumindest die Infrastrukturkosten würden sich allerdings auf eine größere Anzahl an Nutzern verteilen, was günstigere Kosten-Nutzenrelationen erwarten lässt.

Die eingesparten Kosten durch ein Netzlastmanagement fallen mit 125,8 Mio. €/a im Vergleich zu „Beschaffungsvorteil“ relativ gering aus. Sie ergeben sich überwiegend aus einem verringerten Netzausbau. Die Quantifizierung basiert auf der technischen Simulation der VNZ. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass nur Vorteile im Niederspannungsnetz betrachtet wurden. Zudem liefert diese Abschätzung auch für Niederspannungsnetze nur ein erstes Resultat, da zu wenig Netztopologien simuliert werden konnten, um eine methodisch gut begründete Hochrechnung auf Deutschland zu gewährleisten. Insofern ist gerade für die Abschätzung der netzseitigen Vorteile zusätzliche Forschung erforderlich.

Die Abschätzung der Kosten der Smart-Grid-Infrastruktur und der operativen Kosten zeigt, dass auf letztere ein hoher Anteil entfällt (für Deutschland 2030 z.B. rund 76%). Der hohe Anteil an operativen Kosten weist deutlich darauf hin, dass dem gegebenenfalls erforderlichen Service beim Kunden, der technischen Robustheit des Systems und der Usability – inklusive einer Verständlichkeit und Nachvollziehbarkeit der Abrechnungen - ökonomisch eine sehr große Bedeutung zukommt. Die operativen Kosten können in Abhängigkeit von diesen Eigenschaften sehr stark schwanken. Die Kosten der Smart-Grid-Infrastruktur (313,4 Mio. €/a für Deutschland 2030) wurden konsistent zum Ansatz für das Jahr 2030 geschätzt, wobei eine Verringerung der Kosten von gut 50% von 2020 bis 2030 einbezogen wurde. Für einen aktuellen Rollout wäre demnach mit rund doppelt so hohen Kosten für die Infrastruktur zu rechnen. Die angenommene Kostenreduktion zeigt, wie wichtig die Preisentwicklung im IKT-Bereich für die Einschätzung der Wirtschaftlichkeit ist. Insbesondere bei dynamischen Analysen eines Smart-Grid-Rollouts ist dies zu beachten. Dabei ist dann auch zu berücksichtigen, dass Kostenreduktionen möglicherweise auf Erfahrungen aus dem Aufbau entsprechender Infrastrukturen beruhen. Der Kostenvorteil stellt sich dann nicht über die Zeit von selbst ein. Aus den Berechnungen kann also nicht abgeleitet werden, dass ein Abwarten eines Rollouts vorteilhaft ist, da die Kosten für eine Smart-Grid-Infrastruktur zukünftig sinken. Gerade im Zusammenhang mit den Kostenentwicklungen – aber auch aufgrund der Bedeutung von durch variable Tarife induzierten Strompreisänderungen – sind zukünftige dynamische Betrachtungen besonders geeignet, wichtige Erkenntnisse über die ökonomische Wirkung eines Smart-Grid-Rollouts zu generieren. Dabei könnte auch berücksichtigt werden, wie ein Smart-Meter-Rollout – der hier vorausgesetzt wurde – sich im Kontext eines Smart-Grid-Rollouts verhält.

Insgesamt deuten die Daten darauf hin, dass variable Tarife auf Basis einer flächendeckend in Deutschland ausgebauten Smart-Grid-Infrastruktur um 2030 ökonomisch vorteilhaft sein könnten. Dem relativ geringen aber negativen Ergebnis für Deutschland 2030 sind die Einschränkungen der Analyse entgegenzuhalten: Z.B. wurden nur Teile des Haushaltsverbrauchs flexibilisiert; die Last anderer Endverbraucher wurde nicht betrachtet; hinsichtlich des Netzausbaus wurde nur die Niederspannungsebene untersucht; es wurden nur zwei der möglichen Business Cases betrachtet. Die vorgelegte Schätzung erscheint demgemäß also als

vorsichtig. Mit einer Erweiterung auf andere Akteure oder zusätzlichen Business Cases würden allerdings auch neue Kosten entstehen. Zumindest die Kosten einer Smart-Grid-Infrastruktur würden sich aber auf mehr Geschäftsmodelle verteilen. Eine hier bewusst offengelassene Frage ist schließlich noch: Wie stellt sich das Zusammenspiel von variablen Tarifen mit anderen Flexibilisierungsoptionen dar?

7.2 Exkurs: Ökonomische Analyse der Lastverschiebung auf Basis von Preiselastizitäten[202]

Die in Feldtest 3 geschätzten Preiselastizitäten werden im Folgenden verwendet, um die Reaktion der Haushalte auf variable Tarife anderweitig abzuschätzen. Ziel ist v.a. ein Beitrag zur methodischen Diskussion, da die Ergebnisse selbst aufgrund des sehr unterschiedlichen Ansatzes im Vergleich zur Handelssimulationen inhaltlich nur schwer zu vergleichen sind. Anhand der Rechnungen und des Vorgehens können aber methodische Fragen illustriert werden.

Verwendet werden dabei die in der Handelssimulation eingesetzten variablen Energielieferpreisen, denen der jeweilige Durchschnittstarif – errechnet als mengengewichteter oder ungewichteter Mittelwert - gegenübergestellt wird. Zugrundegelegt werden also für die Abschätzung der Reaktionen sowohl für Mannheim 2030 als auch für Deutschland 2030 der in der Handelssimulationen verwendete variable Tarif (inklusive variabler Netznutzungsentgelte) aus Verbrauchersicht. Für die ökonomische Bewertung der resultierenden Lastverschiebung ist weiterhin der jeweilige Börsenpreisvektor relevant, da dieser die Grenzkosten der Stromerzeugung widerspiegelt und multipliziert mit den Differenzlastgängen deshalb den Beschaffungsvorteil ergibt. Es wird damit die Frage gestellt, welche Ergebnisse sich ergeben würden, wenn statt der automatischen Reaktion von Haushaltsgeräten aus den Simulationen die empirisch gefundenen Reaktionen der Haushalte (über Preiselastizitäten) unterstellt werden.

Dieses Vorgehen ist auch dadurch begründet, dass optimierte Tarife auf Basis der Preiselastizitäten nicht ohne weiteres sinnvoll bestimmt werden können, da z.B. technische Restriktionen über die Preiselastizitäten nicht explizit berücksichtigt werden. Zwar gehen durch die Schätzung technische Restriktionen über die Beobachtungen in die Werte der Preiselastizitäten ein. Sie sind also implizit enthalten. Bei der Verwendung dieser Preiselastizitäten für einen optimierten Tarif genügt dies aber nicht. Hier sind zusätzlich technische Restriktionen von Bedeutung. Ansonsten würde z.B. nicht erfasst, dass Programme von Waschmaschinen in der Regel länger als eine Stunde laufen; eine Schätzung mit Preiselastizitäten könnte implizit und nicht erkennbar Waschmaschinen stündlich ein- und ausschalten. Andererseits berücksichtigen Preiselastizitäten implizit komplexere Verhaltungsänderungen als sie in den Simulationen mit der ihnen zugrundeliegenden automatischen Verschiebung abgebildet werden können. Zusätzlich geht eine manuelle Steuerung anderer Geräte – z.B. Verschiebung des Bügelns auf ein Wochenende – ein, wobei auch z. B. die Anwesenheits- und Schlafenszeiten berücksichtigt werden.

Für das Szenario Deutschland 2030 wurde für diese Berechnung unter Verwendung von Preiselastizitäten keine iterative Schleife gerechnet. D.h. es wurde nicht berechnet, wie sich die Börsenpreise ändern würden, wenn ausschließlich Reaktionen der Haushalte auf variable Tarife entsprechend der Preiselastizitäten stattfinden würden. Vielmehr wurde der Börsenpreisvektor aus dem Szenario Deutschland 2030 herangezogen und untersucht, wie sich für diese Börsenpreise und den mit ihnen verbundenen Energielieferpreisen die Lastverschiebung und die ökonomischen Vorteile verändern, falls die

[202] Autor: Uwe Klann (IZES)

Preiselastizitäten an Stelle des Handelssimulationsmodells herangezogen werden. Dementsprechend sind die Vergleichswerte aus der Berechnung mittels Handelssimulation die 1,21 Mio.€/a Vorteil im Szenario Mannheim 2030 und die 196 Mio.€/a im Szenario Deutschland 2030[203].

Ausgangsbasis für die Rechnungen sind die unten aufgeführten Preiselastizitäten der Nachfrage. Zum ersten wurde die unter der Annahme einer über alle Kunden und Zeitintervalle konstanten Preiselastizität geschätzten -0,106 verwendet. Zum anderen ausschließlich in Abhängigkeit von den Tagesstunden geschätzte Elastizitäten. Daneben wurden die Grenzen des jeweiligen 95%-Konvidenzintervalls herangezogen, wobei „untere Grenze“ jeweils einer hohen Abschätzung für die ökonomische Wirkung entspricht und „obere Grenze“ einer niedrigen Abschätzung. Ein Wert größer Null in den Preiselastizitäten - v.a. in der oberen Grenze der Stundenschätzung zu finden - indiziert, dass die entsprechende Elastizität nicht mit einer 95%igen Wahrscheinlichkeit von Null verschieden ist. Die Werte in den betroffenen Stunden wurden trotzdem herangezogen, um die Sensitivitäten der Ergebnisse betrachten zu können. Dabei wurden Elastizitäten, die größer als Null geschätzt wurden, auf Null gesetzt[204].

	Preiselastizität konstant			**Preiselastizitäten variabel nach Stunden**		
Stunde des Tages	**Preis-elastizität**	**95%-Konfidenz-intervall Untere Grenze**	**95%-Konfidenz-intervall Obere Grenze**	**Preis-elastizität**	**95%-Konfidenz-intervall Untere Grenze**	**95%-Konfidenz-intervall Obere Grenze**
0	-0,106	-0,152	-0,059	0,0052	-0,0555	0,0660
1	-0,106	-0,152	-0,059	-0,0122	-0,0704	0,0460
2	-0,106	-0,152	-0,059	-0,0173	-0,0884	0,0539
3	-0,106	-0,152	-0,059	-0,0176	-0,0650	0,0298
4	-0,106	-0,152	-0,059	-0,0247	-0,0687	0,0193
5	-0,106	-0,152	-0,059	-0,0400	-0,0791	-0,0009
6	-0,106	-0,152	-0,059	-0,0869	-0,2248	0,0511
7	-0,106	-0,152	-0,059	-0,0510	-0,2543	0,1523

[203] Für Deutschland 2030 also diejenigen, die für eine Beschaffungsoptimierung betriebswirtschaftlich nutzbar sind.

[204] Eine positive Preiselastizität der Nachfrage kann zwar nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden. Im Zusammenhang mit Reaktionen der stündlichen Nachfrage erscheinen sie aber als unplausibel.

	Preiselastizität konstant			Preiselastizitäten variabel nach Stunden		
Stunde des Tages	**Preis-elastizität**	**95%-Konfidenz-intervall Untere Grenze**	**95%-Konfidenz-intervall Obere Grenze**	**Preis-elastizität**	**95%-Konfidenz-intervall Untere Grenze**	**95%-Konfidenz-intervall Obere Grenze**
8	-0,106	-0,152	-0,059	-0,0540	-0,1416	0,0336
9	-0,106	-0,152	-0,059	-0,1098	-0,1821	-0,0374
10	-0,106	-0,152	-0,059	-0,1023	-0,2137	0,0091
11	-0,106	-0,152	-0,059	-0,1422	-0,2690	-0,0154
12	-0,106	-0,152	-0,059	-0,1166	-0,2152	-0,0181
13	-0,106	-0,152	-0,059	-0,1354	-0,2385	-0,0322
14	-0,106	-0,152	-0,059	-0,1845	-0,2752	-0,0938
15	-0,106	-0,152	-0,059	-0,1665	-0,2518	-0,0813
16	-0,106	-0,152	-0,059	-0,1399	-0,2258	-0,0541
17	-0,106	-0,152	-0,059	-0,0756	-0,1463	-0,0050
18	-0,106	-0,152	-0,059	-0,0774	-0,1730	0,0182
19	-0,106	-0,152	-0,059	-0,0783	-0,1865	0,0300
20	-0,106	-0,152	-0,059	-0,1479	-0,2540	-0,0418
21	-0,106	-0,152	-0,059	-0,1219	-0,1817	-0,0621
22	-0,106	-0,152	-0,059	-0,1181	-0,1639	-0,0723
23	-0,106	-0,152	-0,059	-0,0577	-0,1075	-0,0078

Quelle: Berechnungen des IFEU. Die „Preiselastizitäten variabel nach Stunden“ wurden eigens für diesen Kontext vom IFEU geschätzt, nicht nach Typtagen differenziert.

Tabelle 45: Für Vergleichsrechnung mit Handelssimulation verwendete Preiselastizitäten

Die Darstellung in der Tabelle unten zeigt, dass die Ergebnisse auf Basis der Simulationsmodelle im Rahmen der Schätzungen auf Basis der Preiselastizitäten liegen. Dort sind sie im eher hohen Bereich angesiedelt. Zudem ist zu sehen, dass die Ergebnisse innerhalb des Konfidenzintervalls sehr stark schwanken. Das macht darauf aufmerksam, dass der Unsicherheitsbereich für die betragsmäßig sehr kleinen Elastizitäten im Stromsektor relativ groß ist und deshalb generell Rechnungen auf Grundlage von

Elastizitäten in diesem Sektor große Bandbreiten erwarten lassen[205]. Eine vergrößerte Datenbasis durch eine größere Teilnehmerzahl oder eine längere Betrachtungsperiode könnte die Konfidenzintervalle allerdings verkleinern.

	einheitliche Elastizität			stündliche Elastizität		
in Mio. €/a	**Zentrale Schätzung**	**hoher Wert**	**niedriger Wert**	**Zentrale Schätzung**	**hoher Wert**	**niedriger Wert**
Mannheim 2030 "Beschaffungsvorteil" (Ergebnis auf Basis der Handelssimulation: 1,21 Mio.€/a)	0,71	1,02	0,40	0,65	1,32	0,13
Deutschland 2030 "betriebswirtschaftlich nutzbarer Vorteil" (Ergebnis auf Basis der Handelssimulation: 196,4 Mio.€/a)	140,5	201,5	78,2	137,3	266,4	30,6

Tabelle 46: Vergleich der Ergebnisse auf Basis der Handelssimulation mit denen auf Basis von Preiselastizitäten

Betrachtet man genauer, wie die Ergebnisse zustande kommen, erkennt man, dass der Ansatz über die Preiselastizitäten keinen konstanten Jahresverbrauch sichert. Tatsächlich sinkt er. Der weit überwiegende Teil der Resultate (mindestens 85%) ist jedoch auf Lastverschiebungen zurückzuführen. Berechnet man das Verhältnis der Lastverschiebung der Haushalte – gemessen als die Hälfte der Summe des Betrags der Lastverschiebungen in einzelnen Stunden – zur Jahreslast der Haushalte, so ergeben sich deutlich niedrigere Werte als auf Basis der Handelssimulation. Für Berechnungen über Elastizitäten liegt dieser Wert maximal bei 1,6%, aus der Handelssimulation errechnet sich für Deutschland 2030 hingegen ein Wert von 6,8%. Ähnlich hohe ökonomische Vorteile können in der Rechnung über Elastizitäten also mit deutlich geringeren Lastverschiebungen erreicht werden als nach Rechnungen auf Basis der Handelssimulationen. Ein Grund könnten z.B. technische Rahmenbedingungen in den Simulationen sein, die Verschiebungen, wie sie in der Elastizitätenrechnung auftreten, ausschließen (z.B. Waschprogramme können mehr als eine Stunde dauern, was stündliche Verschiebungen einschränkt), was eine Überschätzung der Verschiebungsmöglichkeiten durch den Elastizitätenansatz begründen würde. Ein alternativer Grund könnte sein, dass Haushalte durch manuelle Verschiebung eine höhere Flexibilität haben und deshalb stärker auf Preisunterschiede reagieren können und insbesondere große Preisunterschiede auch besser nutzen können, was eine Unterschätzung des Verschiebungspotenzials in den Simulationen bedeuten würde. Insofern ist hier nicht zu entscheiden, ob der Elastizitätenansatz die Verschiebungsmöglichkeiten überschätzt oder der Simulationsansatz sie unterschätzt.

Die möglicherweise relativ geringere Lastverschiebung für gegebene Preisunterschied bei Verwendung von Elastizitäten im Vergleich zur Simulation deutet auch darauf hin, dass größere Preisunterschiede erforderlich

[205] Der verwendete Referenzpreis – gewichteter Durchschnittspreis vs. ungewichteter Durchschnittspreis – verändert die Ergebnisse nicht in dem Maße, als dass in diesem Kontext eine besondere Diskussion erforderlich würde. Die Werte in der Tabelle beziehen sich auf einen ungewichteten Durchschnittspreis.

sein könnten, um eine Leistungsverschiebung in einer bestimmten gewünschten Höhe – z.B. für ein Netzlastmanagement – zu induzieren.

Letzteres weist auf wesentliche methodische Unterschiede hin:

- Im Handelssimulationsmodell erfolgen Lastverschiebungen aufgrund von Preisdifferenzen, während sie in der Berechnung mit Preiselastizitäten über Preisrelationen abgeschätzt werden. Dann kann z.B. im Handelssimulationsmodell eine temporäre Preiserhöhung von 30 cent/kWh auf 31 cent/kWh unter Umständen eine merkliche Verschiebung induzieren, während die abgeschätzte Wirkung über Preiselastizitäten aufgrund der geringen relativen Preisänderung und der generell betragsmäßig geringen Nachfrageelastizitäten im Strombereich sehr klein sein kann (z.B. 31/30=1,033; bei einer Elastizität von -0,1 resultiert 0,033*0,1=0,33%, womit die Last um 0,33% reduziert würde). Das Beispiel legt nahe, dass es von erheblicher Bedeutung sein kann, ob Endverbraucher auf Preisdifferenzen oder Preisrelationen reagieren. Welche Reaktionsart für welche Fragestellungen oder unter welchen Rahmenbedingungen eine vorzuziehende Modellierung ist, ist eine offene Frage.

- Geschätzte Elastizitäten gelten aufgrund des Verfahrens allgemein nur in der lokalen Umgebung der in die Schätzung eingehenden Preise. Deshalb sollten sie zumindest dann nicht für die Modellierung von Reaktionen eingesetzt werden, wenn Reaktionen auf Preise untersucht werden sollen, die deutlich außerhalb des Intervalls der beobachteten Preise liegen. Aufgrund möglicherweise erwünschter deutlicher Mengenänderungen und der aufgrund der geringen Elastizitäten dann dafür erforderlichen großen relativen Preisänderungen, kann dies die Anwendbarkeit von Elastizitäten einschränken. Eine weitere Einschränkung kann entstehen, wenn die Schätzperiode - so wie hier – nicht ein gesamtes Jahr umfasst, da dann eine Hochrechnung auf das gesamte Jahr mögliche jahreszeitliche Effekte nicht korrigiert. Der Vorteil dieses Ansatzes liegt in der impliziten Berücksichtigung des gesamten Haushaltsverhaltens, das die Wahl zwischen automatischer und manueller Anpassung abbilden kann und im Fall der manuellen Anpassung komplexe Ursachen der Anpassung erfasst. Aufgrund des statistischen Ansatzes ist klar, dass eine Anwendung nur auf eine hinreichend große Anzahl von Haushaltskunden sinnvoll ist.

- Auch für eine Modellierung von auf Preisdifferenzen beruhenden Reaktionen sollte empirische Evidenz beigebracht werden. Durch diese Forderung wird offensichtlich, dass auch hier die Modellierung von Reaktionen auf Preise, die außerhalb des beobachteten Preisintervalls liegen, problematisch ist. Allerdings hilft es sowohl im vorliegenden Fall als auch generell, wenn der bei den Kunden für eine automatische Steuerung eingesetzte Algorithmus in entsprechende Simulationen eingeht. Die Reaktionen des Teils der Kunden, die auf die automatische Steuerung vertrauen und nur diese verwenden, werden dann exakt beschrieben. Sofern auch oder nur eine manuelle Steuerung erfolgt – wie im Feldtest 3 häufig zu beobachten -, ist dieser Zusammenhang allerdings nicht mehr gegeben. Auch für einen Ansatz, der über Preisdifferenzen läuft, ist dann eine anderweitige Begründung erforderlich. Der in den Simulationen verwendete technische Ansatz auf Basis automatischer Steuerungen hat hier seine Grenzen.

Die Frage, auf welche Art Reaktionen auf variable Tarife am besten modelliert werden können, ist offen. Dabei könnte die Antwort für verschiedene Fragestellungen und Situationen durchaus unterschiedlich lauten. Im Kontext von variablen Tarifen und variablen Netzentgelten ist dabei speziell zu überlegen, wie die Wirkung von besonders großen Preisschwankungen gut zu modellieren ist. Für die Anwendung in einem Netzlastmangement ist auch vor diesem Hintergrund zukünftig zu diskutieren, welche Vor- und Nachteile variable Netzentgelte im Vergleich zu einem Kontrahieren von Lastleistung aus Sicht eines Verteilungsnetzbetreibers haben. Hierbei könnte dann auch ein sinnvolles Zusammenspiel dieser beiden Instrumente diskutiert werden.

7.3 Wirkung variabler Tarife auf Basis eines Smart-Grid-Ausbaus auf Erwerbstätigkeit und Bruttowertschöpfung[206]

In diesem Abschnitt wird auf Basis der Zahlen des vorhergehenden Abschnitts zu den Szenarien Mannheim 2030 und Deutschland 2030 eine erste Schätzung zu den Effekten auf die Bruttowertschöpfung und die Beschäftigung gegeben. Hinsichtlich der zugrundeliegenden Zahlen gelten damit auch die dort erläuterten Grenzen und Einschränkungen. Aufgrund dieser Grenzen und Einschränkungen, und denjenigen, die sich aus der Methodik ergeben (s.u.), ist die Abschätzung vor allem als eine Untersuchung zu strukturellen Effekten einer Umsetzung von variablen Tarifen und variablen Netzentgelten zu verstehen.

Annahmen und Methodik

Verwendet wird das statische offene Mengenmodell der Input-Output-Analyse, das besonders geeignet ist, die Wirkung von Nachfrageimpulsen über die gesamte inländische Vorleistungskette und die gesamte Volkswirtschaft hinweg zu schätzen[207]. Diese Effekte werden im Folgenden untersucht[208]. Die Datenbasis dafür bieten Input-Output-Tabellen für Deutschland, die das Statistische Bundesamt veröffentlicht[209]. Dabei wird die gesamte Volkswirtschaft in Produktionsbereiche aufgeteilt und vollständig abgebildet. Die Produktionsbereiche werden strikt über die Erzeugung bestimmter Gütergruppen definiert und abgegrenzt. Zentral für Input-Output-Rechnungen ist dabei der Tabellenbereich, in dem sämtliche Lieferungen von Produktionsbereichen an andere Produktionsbereiche als Matrix dargestellt werden. Damit ist eine vollständige Verflechtung aller Produktionsbereiche miteinander gegeben. Diese Struktur einer linearen Verflechtung wird in der Input-Output-Analyse genutzt, um Wirkungen über sämtliche Vorleistungsketten zu berechnen. Da hier die Wirkungen innerhalb Deutschlands interessieren, wurden diejenigen Tabellen herangezogen, die nur die Lieferungen von inländisch produzierten Gütern an die Produktionsbereiche enthalten.

Verwendet werden zwei unterschiedliche Input-Output-Tabellen für die beiden Szenarien Mannheim 2030 und Deutschland 2030. Für Mannheim 2030 werden die letzten Tabellen mit einer Gliederung in zwölf Produktionsbereiche herangezogen, deren Abgrenzung sich auf die Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2003, bezieht und das Jahr 2007 abbilden. Diese Tabelle wurde verwendet, da für das Szenario Mannheim 2030 neben einer Abschätzung der deutschlandweiten Wirkung auch eine regionalökonomische Analyse durchgeführt wurde. Für regionalökonomische Aussagen erscheint eine Tabelle in höherer Auflösung als nicht zweckmäßig, sofern keine umfangreichen Datenerhebungen geleistet werden können, da sich dann die Unsicherheiten von Parameteranpassungen deutlich erhöhen würden, der Anschluss an

---

[206] Autor: Uwe Klann (IZES)

[207] Eine ausführlichere Darstellung mit Literaturhinweisen findet sich in IZES et al. (2010): Studien zu Wirtschaftsperspektiven, Endbericht moma Arbeitsschritt AS1.8, Kapitel 4. Im Folgenden wird nunmehr eine knappe Übersicht gegeben.

[208] Effekte, die über die sich aus dieser Rechnung ergebenden veränderten Einkommen und den dadurch wiederum veränderten Konsum laufen (sog. induzierte Effekte), werden im Weiteren nicht berücksichtigt, da hier die sektorale Wirkung einer Umsetzung von variablen Tarifen und Netzentgelten im Fokus stehen.

[209] Hier wurde Statistisches Bundesamt (2010, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung. Input-Output-Rechnung nach 12 Gütergruppen/Produktionsbereiche 2007, Wiesbaden und, 2012 Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung. Input-Output-Rechnung 2008. Fachserie 18 Reihe 2, Wiesbaden) verwendet. Die Zahlen dort beziehen sich auf 2007 bzw. 2008. Eine solche zeitliche Verzögerung von Veröffentlichungs- und Bezugsjahr ist bei Input-Output-Tabellen üblich.

regionalökonomische Arbeiten verloren ginge und für die zusammengefasste Tabelle bereits Parameteranpassungen in Arbeitsschritt 1.8 diskutiert wurden[210]. Zudem wäre auf anderer Basis auch nur eine Aktualisierung auf 2008 möglich gewesen, was nicht als merklicher Vorteil gegenüber einer Verwendung von 2007 als Basisjahr erachtet wird. Schließlich wurde im Übergang von den Tabellen für 2007 auf diejenigen für 2008 die offizielle Klassifikation der Produktionsbereiche geändert, was wiederum den Anschluss an die vorliegende Literatur beeinträchtigt hätte. Deshalb wurde die Tabelle für 2007 (Statistisches Bundesamt, 2010) verwendet und ein Vorgehen analog zu Arbeitsschritt 1.8 gewählt[211]. Für das Szenario Deutschland 2030 gelten entsprechenden Einschränkungen nicht, weshalb hier die aktuellen Tabellen (für das Jahr 2008)[212] mit einer Auflösung in 73 Produktionsbereiche gewählt wurde (Statistisches Bundesamt, 2012).

Wesentlich für die Rechnung ist die Annahme, dass die in den Tabellen abgebildeten Lieferbeziehungen strukturell konstant bleiben und im Zeitverlauf allein Skalierungen des Gesamtsystems erfolgen. Diese Annahme ist für den hier relevanten Zeitraum von mehr als 20 Jahren kaum realistisch. Eine Anpassung der sektoralen Struktur für das Jahr 2030 würde allerdings sehr schlecht begründete Datenschätzungen erfordern. Insbesondere der hier essentielle Bezug von Gütern und Dienstleistungen für jeden Produktionsbereich von allen Produktionsbereichen lässt sich kaum fundiert abschätzen[213]. Deshalb wird hier darauf verzichtet, was zum ersten die Nachvollziehbarkeit erhöht und zum zweiten trotzdem erlaubt strukturelle Effekte aufzuzeigen, die durch eine Einführung variabler Tarife auf Basis eines Smart Grid entstehen, zumal eine Einführung mit den entsprechenden wirtschaftlichen Aktivitäten bereits in näherer Zukunft beginnen würde.

Die Rechnung zu Erwerbstätigen verwendet Arbeitsproduktivitäten[214]. Diese verändern sich über einen Zeitraum von mehr als zwei Jahrzehnten typischerweise erheblich. Zudem kann hier passabel auf Daten zurückgegriffen werden und Parameteranpassungen können relativ einfach implementiert und deshalb gut nachvollzogen werden. Um sowohl für Mannheim 2030 und Deutschland 2030 die gleichen Zahlen zu verwenden und da die Umstellung der Klassifikation langfristige Vergleiche in Input-Output-Tabellen erheblich erschwert, wurden die Entwicklungen der Arbeitsproduktivitäten nach Wirtschaftsbereichen von 1992-2011 betrachtet[215]. Dabei ist zu beachten, dass die Arbeitsproduktivitäten deutlich konjunkturabhängig

---

[210] Allerdings entstehen i. Allg. durch eine geringere Branchenaufteilung Aggregationsfehler (s. Holub/Schnabl, 1994, Input-Output-Rechnung: Input-Output-Analyse, Oldenbourg-Verlag, München, Wien, S.245ff.)

[211] Genaueres zum Vorgehen s. unten.

[212] Aufgrund des Beginns der Wirtschaftskrise im Jahr 2008 können Strukturdaten aus diesem Jahr problematisch sein, da sich Sondereffekte zeigen können. Angesichts der Tatsache, dass letztlich die Repräsentativität jeden Jahres in Frage gestellt werden könnte, der hauptsächliche Konjunktureinbruch in 2009 erfolgte und die Vergleichbarkeit mit anderen Jahren aufgrund der Änderung der Klassifizierung der Produktionsbereiche erschwert ist, wurden die Tabellen für das Jahr 2008 übernommen.

[213] Grundsätzlich gibt es Simulationsmodelle, die diese Verflechtung endogen - insbesondere in Abhängigkeit von Preisen - bestimmen. Auch für diese ist allerdings nach der Validität entsprechender Resultate für einen derart langen Zeitraum zu fragen.

[214] Hier verstanden als Bruttowertschöpfung pro Erwerbstätigen.

[215] Sie sind z.B. zu finden in Statistisches Bundesamt (2000, Statistisches Jahrbuch 2000, Wiesbaden; S. 643; 2006, Statistisches Jahrbuch 2006, Wiesbaden; S.649, 2011, Statistisches Jahrbuch 2011, Wiesbaden; S.640). zur Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Arbeitsproduktivität s.

sind und sich für verschiedene Bezugszeiträume höchst unterschiedliche Entwicklungen der durchschnittlichen Produktivität ergeben. Für in die frühen neunziger Jahre zurückreichende Zeitreihen sind zudem besondere Entwicklungen aufgrund der Wiedervereinigung nicht auszuschließen. Die untere Tabelle zeigt beispielhaft Ergebnisse für Hochrechnungen der Arbeitsproduktivität auf das Jahr 2030. Dort wird die Periode 1998-2011 als Bezug verwendet und sowohl eine lineare Hochrechnung als auch eine mit konstanten Wachstumsraten durchgeführt. Die Unterschiede zwischen diesen Hochrechnungen sind überwiegend gering. Sektoral fällt auf, dass die Erhöhung der Arbeitsproduktivität auf die „Land- und Forstwirtschaft..“, - z.B. eine 46%ige Erhöhung der Arbeitsproduktivität von 2007 bis 2030 bei einer linearen Hochrechnung - das „produzierende Gewerbe“ und „Handel…“ beschränkt ist. Um diese sektoralen Unterschiede abzubilden, wurden die Erhöhungen der Arbeitsproduktivität entsprechend der Spalte „verwendet“ berücksichtigt. Für jeden Produktionsbereich wurde dabei der Wert für den Wirtschaftsbereich, zu dem er gehört, verwendet. Insofern werden in der Rechnung zur Erwerbstätigkeit sektoral unterschiedliche Entwicklungen bis 2030 unterstellt[216].

		Hochrechnung auf 2030 auf Basis der Daten 1998-2011	
Wirtschaftsbereiche	**Verwendet**	**lineare Hochrechnung**	**exponentielle Hochrechnung**
Land- und Forstwirtschaft; Fischerei ….	0,5	0,46	0,60
Produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe …	0,5	0,40	0,52
Baugewerbe …	0	-0,02	-0,02
Handel, Gastgewerbe und Verkehr …	0,3	0,28	0,35
Finanzierung, Vermietung und Unternehmensdienstleister …	-0,15	-0,17	-0,19
Öffentliche und private Dienstleister …	0	0,03	0,03

Tabelle 47: Veränderung der Arbeitsproduktivität 2007 bis 2030 für ausgewählte Hochrechnungen

Betrachtet werden Nachfrageimpulse, die durch die Einführung von Smart-Grid-basierten variablen Tarifen entstehen. Eine ergänzende oder zusätzliche Änderung des Produktionsbereichs, der Stromerzeugung und-verteilung enthält, oder gar die Einführung eines Produktionsbereichs[217] „Smart Grid“ ist mit den

---

https://www.destatis.de/DE/Publikationen/STATmagazin/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnungen/2012_04/VGR2012_04.html.

[216] Ein feinere Aufteilung der Daten für das produzierende Gewerbe auf Basis der einschlägigen Statistik wurde nicht implementiert, da insbesondere aufgrund der Änderungen der Klassifikation eine Verwendung für die Input-Output-Tabelle für das Jahr 2008 schwierig ist, diese Statistik nur Teile der Unternehmen erfasst, und es aus Gründen der Vergleichbarkeit für sinnvoll erachtet wurde, für die verschiedenen Szenarien einheitliche Entwicklung zu unterstellen.

[217] Vgl. zu einem solchen Vorgehen in einer methodisch verwandten Untersuchung erneuerbarer Energien: DIW et al. (2011): Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbarer Energien auf den

gegenwärtigen Informationen und im Rahmen dieses Projekts nicht möglich. Die Betrachtung als Nachfrageimpuls ist für eine erste Abschätzung angemessen, da wesentliche Teile der Unterschiede auf Investitionen basieren und zudem weitere Bereiche als unmittelbar für Haushaltskunden bereitgestellte Dienstleistungen aufgefasst werden können, was auch der Branchenabgrenzung nach Produktionsbereichen in der Input-Output-Tabelle entspricht: Z.B. wird das Call-Center als unmittelbare von den Haushalten in Anspruch genommene Dienstleistung aufgefasst. Nach der Abgrenzung der Produktionsbereiche, die auf den erzeugten Gütern basiert, würde dies ebenfalls so gehandhabt, da ein Call-Center keine Bereitstellung von Energie ist und folglich aus dem Energiesektor ausgeklammert und der entsprechenden Dienstleistung zugeordnet würde. Da nur Endverbraucher im ökonomischen Sinn, in dem Fall Haushaltskunden, und keine Unternehmen, in den Szenarien an einem variablen Tarif teilnehmen, erweist sich diese Beschränkung als wenig bedeutend. Allerdings beruht eine wesentliche Wirkung auf einer Reduktion der Zahlungen aus dem Stromverkauf bei gleichbleibender jährlicher Verkaufsmenge. In allen Szenarien – auch in Mannheim 2030 – ist dies im Kontext der Input-Output-Tabellen als eine Verringerung des durchschnittlichen Strompreises aufzufassen. Preisänderungen und deren Wirkungen auf die Wertschöpfung oder Erwerbstätigkeit können im statischen offenen Mengenmodell der Input-Output-Analyse aber nicht untersucht werden. Würde man die entsprechenden Werte unmittelbar in ein solches Modell eingeben, würde das fälschlich eine Verringerung des jährlichen Stromverbrauchs bedeuten. Eine andere Möglichkeit bestünde darin, für die Haushaltskunden aufgrund der gesunkenen durchschnittlichen Strompreise einen Anstieg des Realeinkommens zu modellieren, der anderweitig verwendet werden kann und so ebenfalls einen Nachfrageimpuls auslöst. Problematisch dabei ist, dass dann Inkonsistenzen entstehen dürften: Durch die Verringerung der Strompreise und der Grenzkosten der Stromerzeugung sinken im Stromsektor oder diesem vorgelagerten Sektoren die Erlöse, was in diesem Rahmen ein verringertes Einkommen aus Betriebsüberschüssen und Arbeitnehmerentgelten aus der Stromerzeugung oder deren Lieferanten von Vorleistungen bewirkt. Im Rahmen eines reinen Mengenmodells ist diese Seite – die der Einkommensentstehung - ebenfalls in Anschlag zu bringen, um eine buchhaltungstechnisch konsistente Abbildung der Einkommensänderung zu erhalten. Die Gesamtwirkung auf das Haushaltseinkommen aus dem einkommensreduzierendem und einkommenserhöhendem Effekt kann dann als eher klein eingeschätzt werden. Darüber hinaus dürfte die wesentliche Wirkung des Beschaffungsvorteils aber über die durch die verringerten Strompreise hervorgerufenen Kosten- und Preisänderungen anderer Produkte laufen, die die Nachfrage nach diesen Produkten ändert. Dies abzubilden würde ein Modell erfordern, das sektoral verhältnismäßig hoch aufgelöst ist und Preise endogen abbildet. Auch dann wären allerdings sehr viel detailliertere Informationen erforderlich, um den Rollout eines Smart Grid adäquat zu erfassen. Deshalb wird im Weiteren auf die Bewertung des Beschaffungsvorteils verzichtet[218].

Bei den Nachfrageimpulsen wird entsprechend des Vorgehens in der systemanalytischen Untersuchung von einem Steady State ausgegangen. D.h. die Investitionen werden entsprechend ihrer durchschnittlichen Lebensdauer auf jährliche Investitionen umgerechnet.

Mannheim 2030

Aus der systemanalytischen Untersuchung ergibt sich für Mannheim 2030 ausschließlich eine zusätzliche Nachfrage, die sich aus Investitionen für den Ausbau der Smart-Grid-Infrastruktur und operativen Kosten -

---

deutschen Arbeitsmarkt, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, s.27ff..

[218] Eine mögliche Größenordnung des Effekts über Realeinkommenssteigerungen wird für Mannheim 2030 genannt. In diesem Szenario ist das besser möglich als in Deutschland 2030, da die Beschaffungsvorteile nur Haushaltskunden betreffen.

die teils aus Investitionen und teils aus laufenden Kosten bestehen - zusammensetzt. Diese Investitionen und Kosten können entsprechend folgender Tabelle Produktionsbereichen zugeordnet werden, wobei ein Bezug der Komponenten vom Hersteller und nicht über den Großhandel angenommen wird. Der unmittelbare Import ist bereits abgezogen. Für „deutschlandweit“ wird Deutschland als räumlicher Bezug gewählt; für „in Mannheim“ ist es die Region Mannheim, wobei für diesen Fall eher niedrige Werte verwendet wurden, um die mögliche Bandbreite der Ergebnisse aufzuzeigen[219]. Deutlich wird hierbei, dass der Nachfrageimpuls auf die Region Mannheim sehr viel niedriger ist als für Deutschland, da wenige der relevanten Güter- und Dienstleistungen in der Region bereitgestellt werden, und dass diese Reduktion für Geräte wesentlich höher ist als für Dienstleistungen, welche häufiger lokal bereitgestellt werden können (z.B. Wartung).

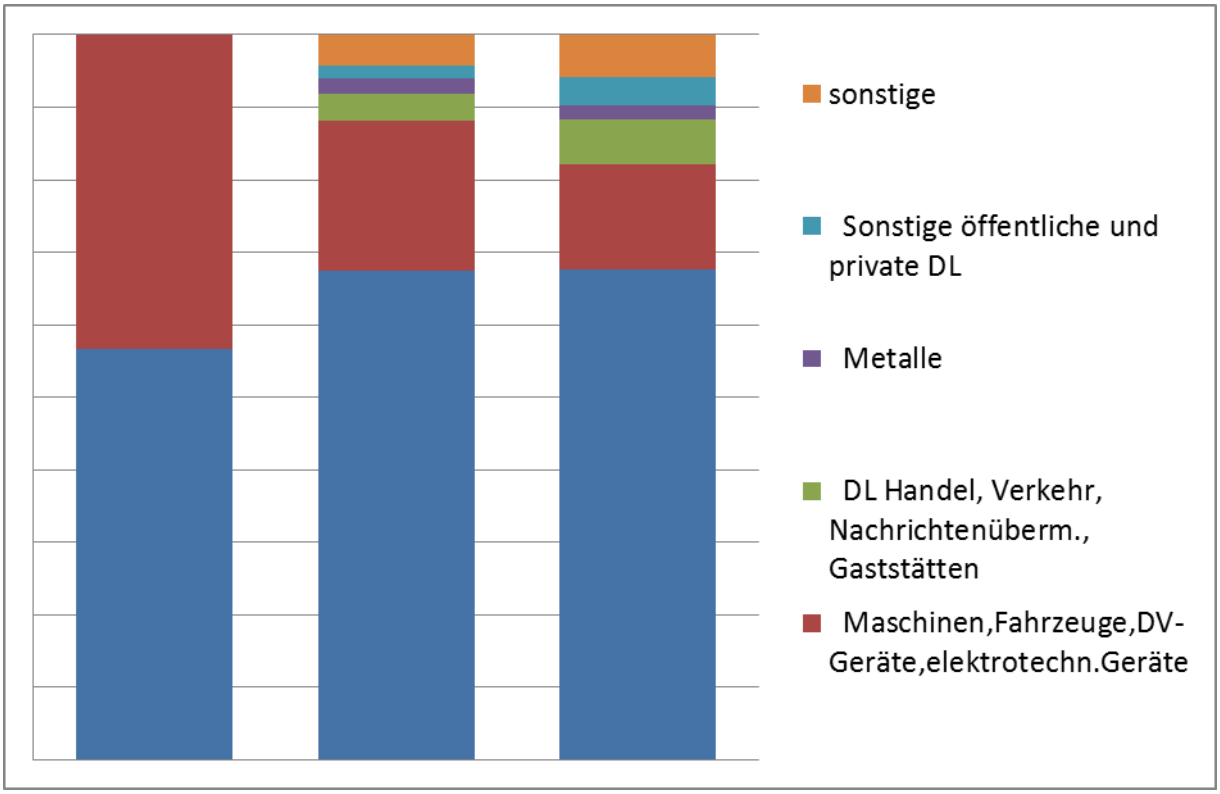
in Mio. €/a	**Nachfrageimpuls durch Investition und operatives Geschäft auf**	
	deutschlandweite inländische Produktion	**Produktion in der Region Mannheim**
Maschinen, Fahrzeuge, Datenverarbeitungsgeräte, elektrotechnische Geräte	0,823	0,083
Dienstleistungen der Finanzierung, Vermietung und Unternehmens-Dienstleistungen	1,080	0,360

Tabelle 48: Nachfrageimpulse nach Produktionsbereichen für das Szenario Mannheim 2030

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse. Demnach kann im Szenario Mannheim 2030 deutschlandweit dauerhaft eine Erhöhung der Bruttowertschöpfung um rund 1,5 Mio. € erzielt werden, der mit einer Erhöhung der Erwerbstätigkeit um 17,8 Personenjahre einhergeht[220]. In Bezug auf den Raum Mannheim ist aufgrund der engeren räumlichen Begrenzung mit einem deutlich geringeren Effekt zu rechnen, der sich auf 3,3 Personenjahre zusätzliche Erwerbstätigkeit und eine Erhöhung der Bruttowertschöpfung um 0,29 Mio. €/a quantifizieren lässt. Interessant ist die sektorale Aufteilung der Effekte, die für die deutschlandweite Wirkung die folgende Abbildung zeigt.

[219] Zur Vorgehensweise und Parameterwahl s. IZES et al (2010, Kapitel 4.2.2), dort „untere Variante“.

[220] Bei einer Berücksichtigung der zusätzlichen Nachfrage aufgrund der verringerten Ausgaben für Strom der Haushalte können deutschlandweit die Erhöhung der Bruttowertschöpfung auf 2,3 Mio. €/a und der Beschäftigung auf 32 Erwerbstätige abgeschätzt werden. Die Zahlen sind als eine sehr hohe Schätzung zu verstehen. In dem Fall steigt die insbesondere Bedeutung der Dienstleistungen des Handels beträchtlich, weil die Haushalte anderweitige Güter vornehmlich über den Einzelhandel beziehen.



Zu den Abkürzungen: DL: Dienstleistungen, Nachrichtenüberm.: Nachrichtenübermittlung, DV: Datenverarbeitung, elektrotechn.: elektrotechnische, d.: der, BWS: Bruttowertschöpfung.

Abbildung 114: Verteilung des deutschlandweiten Nachfrageimpulses und der resultierenden zusätzlichen Wertschöpfung und Erwerbstätigkeit nach Produktionsbereichen (im Szenario Mannheim 2030)

Links ist die Aufteilung des Nachfrageimpulses zu sehen. Dort haben Unternehmens-Dienstleistungen ein leicht stärkeres Gewicht als Geräte und der Netzwerkaufbau, was auf die Bedeutung operativer Kosten zurückzuführen ist. Dieses Verhältnis verstärkt sich, bei Betrachtung der Bruttowertschöpfungskette über alle Vorleistungen, da in den Unternehmensdienstleistungen der Anteil der Bruttowertschöpfung am Umsatz (genauer: Bruttoproduktionswert) relativ groß ist im Vergleich zur Geräteherstellung. Auch in den Vorleistungen sind vornehmlich die Dienstleistungen von Bedeutung. Aufgrund der im Vergleich zum produzierenden Gewerbe tendenziell geringeren Arbeitsproduktivität verstärkt sich dieser Effekt bei der Betrachtung der Erwerbstätigkeit weiter. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass für die Wirkung auf die Erwerbstätigkeit und die Bruttowertschöpfung gerade die operativen Kosten von großer Bedeutung sind. Die Bedeutung dieser Kosten für die Wirtschaftlichkeit wurde in der systemanalytischen Untersuchung hervorgehoben. Sollte es gelingen, diese Kosten zu reduzieren, dann dürften sich insbesondere etwaige Effekte auf die Erwerbstätigkeit ebenfalls deutlich verringern.

	Deutschlandweit	in Mannheim*
Zusätzliche Erwerbstätigkeit (durchschnittliche Personenjahre)	17,8	3,30
Zusätzliche Bruttowertschöpfung (in Mio. €/a)	1,52	0,29

* Regionalökonomische Anpassung der Daten entsprechend „untere Variante“ in IZES et al. (2010, moma-Endbericht AS.1.8, Kapitel 4).

Tabelle 49: Wirkung von Infrastrukturinvestitionen und operativen Kosten auf Erwerbstätigkeit und Bruttowertschöpfung (im Szenario Mannheim 2030)

Deutschland 2030

Für Deutschland ergeben sich in diesem Abschnitt relevante – d.h. unmittelbar nachfrageändernde - Effekte aus dem Ausbau der Smart-Grid-Infrastruktur, der Einsparungen im Netzausbau sowie der verringerten Kraftwerksleistung. Dabei verringern die beiden letztgenannten Effekte bei einem Ausbau eines Smart Grids und einem Einsatz variabler Tarife die Nachfrage, da z.B. Investitionen in Kabel und Kraftwerke eingespart werden, was die Wirkungen auf Beschäftigung und Wertschöpfung tendenziell senkt. Im Unterschied zu Mannheim 2030 sind demnach gegenläufige Effekte zu beachten.

Die beiden bisher noch nicht besprochen Positionen – Verringerung der Kraftwerksleistung und netzseitige Vorteile variabler Tarife – werden nun kurz besprochen. Der netzseitige Vorteil variabler Tarife setzt sich aus vier Positionen zusammen: Einem verringerten Kabelausbau, verringerten Investitionen in Wechselrichter für PV-Anlagen, einer verringerten Stromeinspeisung aus Biomasseanlagen sowie verringerten Netzverlusten. Die äußerst geringen verringerten Netzverluste werden nicht weiter betrachtet. Auch die verringerte Erzeugung aus Biomasse wird nicht betrachtet, da dies eine Änderung des Inputvektors des Elektrizitätsbereichs erforderlich machen würde, der im Zuge einer umfangreichen Analyse eines Smart-Grid-Rollouts ohnehin durchgeführt werden sollte, gegenwärtig u.a. aufgrund fehlender Informationen – wie oben ausgeführt – aber nicht sinnvoll zu leisten ist. Betrachtet werden die verringerten Investitionen in Netzkabel und Wechselrichter. Die Zuordnung zu den Produktionsbereichen erfolgt auf Grundlage von eigenen Datenerhebungen[221]. Für Wechselrichter wurde neben der Berücksichtigung elektrotechnischen Geräts eine 30%iger Anteil von Handelsdienstleistungen am Umsatz angenommen. Für Netzkabel wurde eine Aufteilung der Gesamtinvestitionen auf Tiefbau, Kabel, Transport mit 90%, 9% und 1% angesetzt. Die unmittelbare Wirkung des verringerten Aufwands für Wartung und Instandhaltung auf Wertschöpfung und Erwerbstätigkeit wurde geschätzt. Aufgrund der geringen Größenordnung – im kleinen Promillebereich der Gesamtwirkung – wird sie jedoch nicht weiter einbezogen[222]. Für die verringerten Investitionen in GT-

[221] Um eine korrekte Einordnung in die Klassifikation der Wirtschaftszweige und Produktionsbereiche zu gewährleisten, wurde stets Statistisches Bundesamt (2008, Klassifikation der Wirtschaftszweige. Mit Erläuterungen. Wiesbaden) hinzugezogen.

[222] Das Gleiche gilt für die erzeugungsunabhängigen Betriebskosten der eingesparten GT-Kraftwerke. Beide Betriebseffekte zusammen bleiben im kleinen Promillebereich. Die Größenordnung dieser Abschätzung für GT-Kraftwerke passt auch gut zu Gabriel et al. (2011, Zukunft der Stromerzeugung im europäischen

Kraftwerke erwies sich eine Aufteilung auf Produktionsbereiche aufgrund von fehlenden Daten als problematisch. Verwendet wurde schließlich die Aufteilung von „Großkraftwerke“ aus Ziegelmann et al. (2000, S.131)[223], als beste verfügbare Näherung[224].

Die folgende Tabelle zeigt den insgesamt resultierenden Nachfrageimpuls für inländisch produzierte Güter nach Produktionsbereichen. Neben dem bereits beschriebenen Standardfall, in dem die Investitionen entsprechend ihrer Lebensdauern in jährliche Investitionen umgerechnet werden („Steady State“), wird der alternative Fall betrachtet, in dem angenommen wird, dass die Investitionen in 15 Jahren vollständig erfolgen würden. Der Fall betrifft die eingesparten Kabelinvestitionen und Kraftwerksinvestitionen. Gewählt wurde er, da aufgrund der langen Lebensdauern für diese beiden Investitionsgüter in „Steady State“ implizit unterstellt würde, dass sie – im Szenario ohne Smart Grid - über einen Zeitraum von 40 bzw. 25 Jahren erfolgen könnten. Das passt nicht zu einem Szenario für 2030, das in bzw. bis 2030 erstellte Anlagen betrachtet. Deshalb wurde ein Zeitraum gewählt – 15 Jahre - der sichert, dass die Investitionen auch bis 2030 erfolgen würden. In diesem Fall ist der gesamte Nachfrageimpuls mit rund 879 Mio. €/a geringer als in „Steady State“, da die verringerten Kabel- und Kraftwerksinvestitionen stärker ins Gewicht fallen. Erkennbar ist das z.B. in der Zeile „Tiefbau“, wo für „Steady State“ rund -24 Mio. €/a ausgewiesen sind, während es bei „Investitionen in mindestens 15 Jahren“ -63 Mio. €/a sind. Tiefbau ist vor allem für Kabelverlegungen erforderlich. Ein schnellerer Ausbau – 15 statt 40 Jahre – erhöht die betragsmäßigen jährlichen Investitionen. Das negative Vorzeichen rührt daher, dass im Falle eines Smart-Grid-Ausbaus durch den Einsatz variabler Tarife ein Kabelausbau eingespart wird, was einer Dämpfung der Nachfrage durch Smart Grid entspricht. Damit sind auch die Vorzeichen in der Tabelle bereits erklärt: Ein positives Vorzeichen bedeutet eine zusätzliche Nachfrage nach den entsprechenden Gütern durch einen Smart-Grid-Ausbau, ein negatives eine verringerte Nachfrage.

Vergleich: Auswirkungen der europäischen Investitionsbedingungen auf die Beschäftigung in der deutschen Stromwirtschaft, Studie im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung. S.60) sowie zu Pfaffenberger/Hille (2004, Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen. Studie im Auftrag des VDEW u.a.. S.8-9f.).

[223] Ziegelmann, A. et al. (2000): Arbeitsmarkteffekte ressourcenschonender Klimagas-Reduktionsstrategien in Deutschland. Bochum, Jülich.

[224] Ein Experte, der befragt wurde, bezeichnete die Aufteilung von Kraftwerksinvestitionen auf Branchen als ein „bestgehütetes Geheimnis“.

in Mio. €	„Steady State“	„Investitionen in mindestens 15 Jahren“
Roheisen, Stahl … (CPA* 24.1-24.3)	-1,92	-3,20
Datenverarbeitungsgeräte, elektronische Bauelemente … (CPA 26.1-26.4)	46,24	46,24
Elektrische Ausrüstungen (CPA 27)	-6,79	-10,14
Maschinen (CPA 28)	-3,87	-6,46
Reparatur, Instandhaltung und Installation von Maschinen … (CPA 29)[225]	559,40	559,40
Elektrischer Strom … (CPA 35.1, 35.3)	-0,45	-0,45
Hochbauarbeiten (CPA 41)	-1,92	-3,20
Tiefbauarbeiten (CPA 42)	-23,67	-63,12
Großhandelsleistungen (CPA 46)	-1,89	-2,31
Einzelhandelsleistungen (CPA 47)	-1,30	-1,30
Landverkehrs- und Transportleistungen in Rohrfernleitungen (CPA 49)	-0,80	-1,58
IT- und Informationsdienstleistungen (CPA 62-63)	284,41	284,41
Dienstleistungen von Architektur- und Ingenieurbüros …(CPA 71)	-0,58	-0,96
Reparaturarbeiten an Datenverarbeitungsgeräten … (CPA 95)	82,00	82,00
Summe	928,86	879,34

* CPA: Classification of Products by Activity (Statistische Güterklassifikation in Verbindung mit den Wirtschaftszweigen in der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft – Ausgabe 2008). Durch die Nummerierung sind die Zuordnungen eindeutig.

Tabelle 50: Nachfrageimpulse nach Produktionsbereichen für das Szenario Deutschland 2030

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse für Deutschland 2030. Demnach kann eine Umsetzung eines Smart Grind die jährliche Bruttowertschöpfung um 683-723 Mio. €/a und die Erwerbstätigkeit um rund

[225] Enthält „Installation von nachrichtentechnischen Anlagen und Kommunikationssystemen (Netzwerke)“.

elftausend Personenjahre erhöhen. Der Unterschied zwischen den beiden Szenarien ist relativ klein, was darauf hindeutet, dass die Investitionen und operativen Kosten eines Smart-Grid mit Anwendung von variablen Tarifen die Wirkung dominieren. Gesamtwirtschaftlich sind die Effekte allerdings relativ klein, wenn man die gegenwärtig rund 41,4 Mio. Erwerbstätigen mit Wohnort in Deutschland und das Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2012 von 2.644 Mrd.€ zum Vergleich heranzieht[226].

In der sektoralen Wirkung zeigen sich im Vergleich von „Steady State" und „Investitionen in mindestens 15 Jahren" relativ wenige Unterschiede in der Reihenfolge. Ein Rückgang in der Wertschöpfung durch ein Smart Grid haben vornehmlich Tief- und Hochbau (und deren wichtige Vorleistungssektoren „Gewinnung von Steine und Erden" und „bearbeitete Steine und Erden") zu gewärtigen. Dieser kann für Tiefbau im Szenario „Investitionen in mindestens 15 Jahren" mit einem Rückgang der BWS in Höhe von 22 Mio.€/a und einem Rückgang der Erwerbstätigen von rund 503 Personenjahren immerhin merklich werden. Eine deutliche Zunahme der Wertschöpfung verzeichnen neben Produktionsbereichen[227], die mit Reparatur, Wartung und Herstellung von DV-Geräten beschäftigt sind, auch allgemein Dienstleistungen, die über die Vorproduktsketten Nachfrage gewinnen (v.a. Großhandelsdienstleistungen, Dienstleistungen der Unternehmensberatung).

	"Steady State"	**"Investitionen in mindestens 15 Jahren"**
Zusätzliche Bruttowertschöpfung (in Mio. €/a)	723	683
Zusätzliche Erwerbstätigkeit (in tausend Personenjahren)	11,2	10,6

Tabelle 51: Wirkung von Infrastrukturinvestitionen und operative Kosten auf Erwerbstätigkeit und Bruttowertschöpfung (im Szenario Deutschland 2030)

Zusammenfassung

Der Ausbau einer Smart-Grid-Infrastruktur mit alleinigem Einsatz von variablen Tarife führt nach vorliegender Berechnung im Szenario Deutschland 2030 zu einer Erhöhung der Bruttowertschöpfung um rund 700 Mio. €/a und zu einer Zunahme der Erwerbstätigkeit um rund 11 Tsd. Personenjahre. Auch für das Szenario Mannheim 2030 wurden Zunahmen berechnet, die aber selbst in einem regionalökonomischen Kontext moderat sind. Allerdings sind auch die Veränderungen für Deutschland 2030 im volkswirtschaftlichen Kontext gering.

Sektoral zeigt sich im Szenario Deutschland 2030 eine besonders starke Expansion v.a. von Dienstleistungen, die im IKT-Kontext stehen, sowie - deutlich schwächer - von unternehmensbezogenen

[226] Siehe https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/VGR/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnungen.html und https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Arbeitsmarkt/Arbeitsmarkt.html.

[227] Auf „Informationsdienstleistungen", „Installation von Maschinen und Ausrüstungen" und „Reparatur an DV-Geräten" entfallen knapp 70% der Zunahme der Bruttowertschöpfung und 75% der Zunahme der Erwerbstätigkeit.

Dienstleistungen und Handelsdienstleistungen. Eine Verringerung der Wertschöpfung und Erwerbstätigen müssen hingegen Baubranchen hinnehmen.

Nicht betrachtet wurden die Wirkungen über Änderungen der Strompreise, die merklich sein könnten, da diese kaum schlüssig in die Untersuchungsmethode zu integrieren sind. Wobei in diesem Zusammenhang daran zu erinnern ist, dass die Investitionsentscheidungen in Kraftwerke in der systemanalytischen Untersuchung nicht endogenisiert wurden. Ein solcher Ansatz könnte zu merklich anderen Ergebnissen führen, die in eine ähnliche, erweiterte Analyse aufgenommen werden könnten.

Zu beachten ist auch, dass das hier verwendete offene statische Mengenmodell der Input-Output-Analyse davon ausgeht, dass die Nachfrageimpulse ausschließlich auf Mengen – nicht aber auf Preise – wirken. Damit ist u.a. implizit die Annahme verbunden, dass stets hinreichend viele, richtig ausgebildete Arbeitskräfte zur Verfügung stehen, die von den Unternehmen sofort zu geltenden Löhnen angestellt werden können, sofern sie ihre Produktion ausweiten wollen. Die aufgezeigten sektoralen Änderungen können Anhaltspunkte für eine Untersuchung der Frage liefern, ob im Falle eines Smart-Grid-Rollouts Personal mit der richtigen Ausbildung verfügbar ist.

Schließlich sei noch darauf hingewiesen, dass die hier verwendete Analyse positiv auf zusätzliche Investitionen reagiert und die Ergebnisse unabhängig davon sind, ob sich die Investitionen betriebswirtschaftlich rentieren. Insofern ist auch hier – ähnlich wie zur systemanalytischen Betrachtung angemerkt – eine dynamische längerfristige Betrachtung angezeigt, in die man die Frage nach der Finanzierung der Investitionen integrieren könnte.

7.4 Ökologische Bewertung[228]

Zur ökologischen Bewertung der deutschlandweiten Auswirkungen eines veränderten Lastverlaufs des Stromverbrauchs in privaten Haushalten durch ein moma-Energiemanagement werden die CO_2-Emissionen der fossilen Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2030 ohne (= Szenario Netzausbau) und mit Lastverlagerung (= Szenario Energiemanagement) als ökologischer Leitindikator bilanziert.

Datengrundlage bilden die Simulationsergebnisse des IZES zum Kraftwerkseinsatz für 2030 in stündlicher Auflösung auf Basis der Merit Order (differenziert nach Sommer- und Winterhalbjahr). Die kraftwerksscharf abgebildete Stromerzeugung für jede Stunde des Jahres 2030 wird dabei nach den Kraftwerkstypen gemäß Tabelle 52 geclustert. Jedem Kraftwerkstyp wird der eingesetzte Brennstoff und diesem der brennstoffspezifische CO_2-Faktor zugeordnet. Alle CO_2-Faktoren, die der Emissions-Datenbank GEMIS (Globales Emissions-Modell integrierter Systeme) entnommen wurden, sind ohne Vorketten berechnet, da diese für das Jahr 2030 nur mit großen Unsicherheiten abgeschätzt werden können und für die hier durchzuführende Bewertung vernachlässigbar sind.

[228] Autor: Lars-Arvid Brischke (IFEU)

Kraftwerkstyp	Brennstoff	CO_2-Faktor des Brennstoffs [g/kWh] Quelle: Gemis 2012
EE-Anlagen	Erneuerbare Energien	0
IKW GT	Erdgas	201
IKW BHKW	Erdgas	201
IKW SK DT	Steinkohle	350
BraunkohleDampfKraftwerk	Braunkohle	417
IKW GuD	Erdgas	201
SteinkohleDampfKraftwerk	Steinkohle	350
ErdgasGuD	Erdgas	201
HKW BK DT	Braunkohle	417
HKW BHKW	Erdgas	201
HKW GuD	Erdgas	201
HKW GT	Erdgas	201
ErdgasGT	Erdgas	201
HKW SK DT	Steinkohle	350
HeizölGT	Heizöl	286

Tabelle 52: Kraftwerkstypen, eingesetzte Brennstoffe und dazugehörige brennstoffspezifische CO_2-Faktoren für die Stromerzeugung in Deutschland 2030

Für jedes Kraftwerk wird aus dem Kraftwerkseinsatz die Jahres-Nettostromerzeugung ermittelt und über den kraftwerksspezifischen Wirkungsgrad der Brennstoffeinsatz berechnet. Dies erfolgt für die Jahresstromlastkurve vor und nach der Lastverlagerung in den Haushalten. Der Erzeugungsgang der erneuerbaren Energien ist in beiden Simulationsläufen unterschiedlich. Durch die Lastverlagerung verringern sich aber die nicht nutzbaren Überschüsse der erneuerbaren Energien, denn die der Lastverlagerung zugrundeliegende Tarifgestaltung verfolgt das Ziel, den elektrischen Lastverlauf der privaten Haushalte von Stunden mit höheren Preisen auf Stunden mit niedrigeren Preisen zu verlagern. Da in Zeiten eines EE-Überschusses der niedrigste Börsenpreis (0 €/MWh) herrscht, findet eine Verlagerung in diese Stunden statt. Dieser Teil der Verlagerung kann als eine Anpassung der Last an die Charakteristik der erneuerbaren Stromerzeugung interpretiert werden. Vor der Lastverlagerung betrugen die nicht nutzbaren Überschüsse der erneuerbaren Stromerzeugung 12,03 TWh, nach der Lastverlagerung nur noch 11,27 TWh im Jahr 2030. Damit konnten durch Lastverlagerung 0,76 TWh erneuerbare Stromerzeugung zusätzlich nutzbar gemacht werden. Das entspricht 6,3% der Überschüsse bzw. 0,23% der erneuerbaren Stromerzeugung 2030.

	vor Lastverlagerung		nach Lastverlagerung	
	Nettostrom-erzeugung [GWh]	**Brennstoffeinsatz [GWh]**	**Nettostrom-erzeugung [GWh]**	**Brennstoff-einsatz [GWh]**
IKW GT	1.237,4	3093,5	1.238,9	3.097,2
IKW BHKW	18.137,8	40.306,1	18.179,8	40.399,5
IKW SK DT	12.234,5	48.937,9	12.297,8	49.191,0
Braunkohle DampfKraftwerk	31.207,8	69.918,3	31.334,9	70.205,5
IKW GuD	13.474,7	29.943,7	13.636,0	30.302,1
Steinkohle DampfKraftwerk	17.360,8	37.353,4	17.244,9	37.076,3
ErdgasGuD	6.442,7	11.222,5	6.143,1	10.655,2
HKW BK DT	11.505,5	46.022,2	11.565,2	46.261,0
HKW BHKW	8.494,4	18.876,3	8.445,4	18.767,5
HKW GuD	6.235,5	13.856,7	6.211,3	13.803,0
HKW GT	379,2	948,1	372,7	931,9
ErdgasGT	1.516,0	3.942,3	1.134,5	2.943,9
HKW SK DT	14.859,9	59.439,6	14.804,4	59.217,6
HeizölGT	49,2	161,9	35,7	117,5

Tabelle 53: Nettostromerzeugung und Brennstoffeinsatz der einzelnen Kraftwerkstypen für D 2030 vor und nach der Lastverlagerung

Der Vergleich zwischen den CO_2-Bilanzen vor und nach der Lastverlagerung zeigt vor allem die folgenden Auswirkungen der Lastverlagerung auf den Kraftwerkseinsatz:

- der Einsatz von Erdgas-, Steinkohle- und Heizöl-Kraftwerken geht zurück, insbesondere durch die aufgrund der Lastverlagerung zusätzlich integrierten erneuerbaren Strommengen
- der Einsatz von Braunkohlekraftwerken nimmt zu, weil diese unterdurchschnittliche Grenzkosten aufweisen. Deshalb wird tendenziell auch Last auf Stunden verlagert, in denen Braunkohlekraftwerke die Grenzkraftwerke sind.

In der Summe kommt es durch die Lastverlagerung zu einer geringfügigen Reduktion der CO_2-Emissionen der gesamten Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2030 um 0,11% (138.526 t/a), wenn eine

Lastverlagerung der betrachteten Geräte in den Haushalten erfolgt. Hierbei ist zu betonen, dass die CO_2-Reduktion nicht das Optimierungsziel der simulierten Lastverlagerungsstrategie war.

Neben diesen CO_2-Reduktionen, bedingt durch die zusätzliche Integration erneuerbarer Stromüberschüsse und die Veränderung des Kraftwerkseinsatzes nach merit order aufgrund der Lastverlagerung, bewirkt die höhere Energieeffizienz der modernen Kommunikationsinfrastruktur (Substitution der ineffizienten Ferraris-Zähler durch Smart Meter und moma-Infrastruktur, s. Abschnitt 5.5.2) eine Stromeinsparung von 900 GWh/a für Deutschland 2030. Das entspricht einer zusätzlichen Reduktion der CO_2-Emissionen um 230.000 t/a (Strommix D 2030).

Brennstoff	**Differenz CO_2-Emissionen (nach Lastverlagerung)**	
	[t/a]	[%]
Erdgas	-259.097	-1,05
Steinkohle	-86.089	-0,17
Braunkohle	219.357	0,45
Heizöl	-12.696	-27,42
davon durch zusätzlich integrierten erneuerbaren Strom	-118.534	
Gesamt	-138.526	-0,11

Tabelle 54: Veränderungen der CO_2-Emissionen der Stromerzeugung durch Lastverlagerung der betrachteten Geräte in privaten Haushalten (D, 2030)

Für die Interpretation ist zu beachten, dass mit dieser Berechnung der CO_2-Emissionsveränderungen nicht der Zubau an erneuerbaren Energie vom Jahr des Feldtests bis zum Zieljahr 2030 bewertet wird. Die daraus resultierenden CO_2-Minderungen sind um Größenordnungen größer, fallen aber in beiden Szenarien „Netzausbau“ sowie „Energiemanagement“ zugleich an, weil sie in beiden Szenarien zugleich als Annahme einflossen. Bei den hier geschätzten CO_2-Minderungen handelt es sich hingegen um die Differenz der in den beiden Handelssimulationen betrachteten Szenarien.

Die für die ökonomische Bewertung getroffenen Einschränkungen und Begrenzungen dieses Ergebnisses gelten entsprechend auch für die hier anhand der CO_2-Veränderung aufgezeigte ökologische Bewertung.

8 Feldtest Dresden[229]

8.1 Konzeption und Zielstellung

Ziel des Feldtests Dresden ist die wissenschaftliche Beweiserbringung, dass die Nutzung von thermischen Trägheitsreserven von Gebäuden eine innovative Methode zur intensiveren Bewirtschaftung von KWK-gestützten Wärmeverteilungssystemen darstellt. In einer Grundlagenstudie/Simulation der Technischen Universität Dresden über „Thermische Trägheitsreserven von Gebäuden“ wurden etwaige Potenziale näher verifiziert aber auch Prämissen bei der Umsetzung der Studienergebnisse, z.B. auf die Wahrscheinlichkeit von hydraulischen Problemen im Fernwärmeversorgungsnetz der DREWAG NETZ GmbH im Zusammenhang mit gesteuerter Wärmenutzung, aufgestellt. Der Feldtest war zweigleisig angelegt:

- Bewirtschaftung von KWK- gestützten Fernwärmesystemen (Wärmeübergabestation)
- Bewirtschaftung von KWK- gestützten Nahwärmesystemen (BHKW-Objektversorgung)

8.2 Wärmeübergabestation

Die Wärmeversorgung der Stadt Dresden erfolgt über ein zentrales Fernwärmenetz und mehrere Inselnetze. Die Wärmebereitstellung der Inselnetze erfolgt durch dezentrale Erzeugereinheiten, wie beispielsweise Kleinkesselanlagen oder Blockheizkraftwerke. Das in der nachfolgenden Abbildung dargestellte Fernwärmenetz besitzt eine Trassenlänge von 519 km und ist unterteilt in ein Versorgungsnetz (Primärnetz) und mehrere Wohngebietsverteilnetze (Sekundärnetz). In Wärmeübergabestationen (WÜS) werden diese beiden Netze hydraulisch getrennt. Zwischen Sekundärnetz und den Verbrauchern erfolgt die Wärmeübergabe über Kompaktstationen (KPS).

[229] Autoren: Stephanie Einspender, Holger Hänchen, Max Pham, Robert Weißenborn, René Zimmer

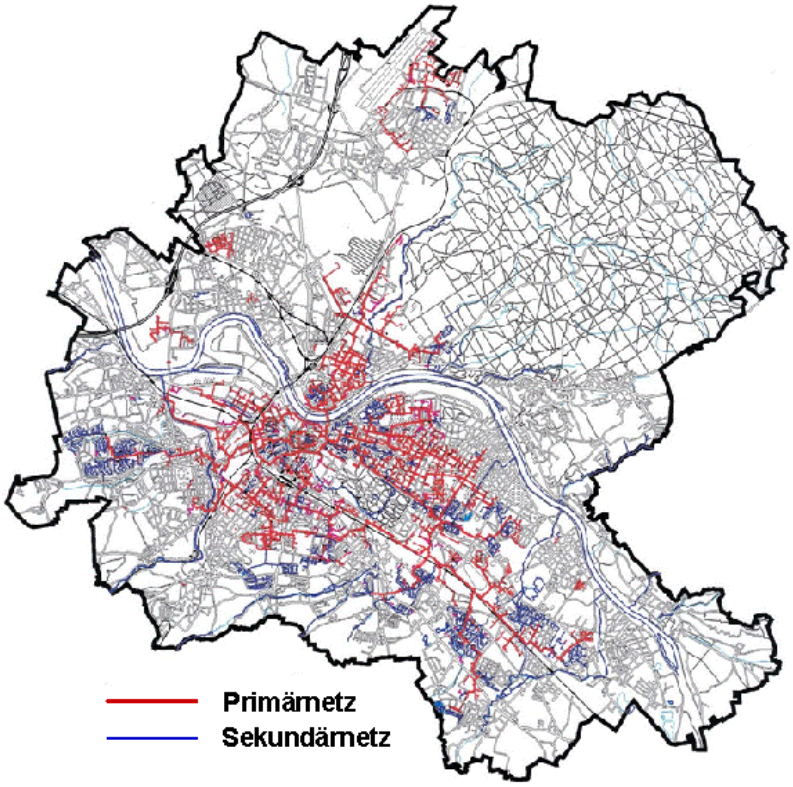


Abbildung 115: Fernwärmenetz Dresden

Vom Versuch Wärmeübergabestation mit der Nummer Q3 (WÜS Q3) ist ein komplettes Sekundärnetz mit etwa 55 Wohngebäuden, einer Kaufhalle, einem Altersheim, einer Kindertagesstätte und einer Schule betroffen. Auf Basis historischer Messwerte der ausgewählten lokalen WÜS kann in Verknüpfung mit einer day ahead Temperaturprognose der Wärmelastgang, d.h. das thermische Abnahmeverhalten dieser Station für den Folgetag prognostiziert werden. Daraus ermittelt sich das Potenzial für eine zeitlich begrenzte Unterversorgung. Dieser Wert wird für das Sekundärfernwärmenetz Dresdens hochgerechnet, mittels Stromkoeffizienzfaktor der vorgeschalteten KWK – Anlage in elektrische Leistung umgewandelt. Die skalierte el. Leistung wird als zeitvariable Flexibilitätsreserve auf einem virtuellen Marktplatz angeboten. Die fiktive Annahme dieses Gebotes im virtuellen Marktspiel (bspw. Regelenergiemarkt) leitet einen Absenkvorgang in der genannten WÜS ein, d.h. weniger thermische Leistung wird in das nachgelagerte Sekundärnetz und somit in die angeschlossenen Gebäude abgegeben.

Zur Bewertung des Raumtemperaturverhaltens der betroffenen Gebäude wird aus einem Referenzobjekt ein so genannter Gebäudeversorgungszustand (GVZ) zyklisch erfasst und ausgewertet. Zielstellung ist die Ableitung des Grades an „Behaglichkeit“. Im Falle einer Beeinträchtigung der „Behaglichkeit“ bzw. nach Ablauf der Reduktionszeit wird die Wärmeleistung schrittweise wieder dem Bedarf angepasst und das System kehrt in seinen Normalzustand zurück.

8.3 BHKW-Objektversorgung

Das Heizhaus Kurparkstraße versorgt ein nachgelagertes Inselnetz. Dieses besteht aus einer Grundschule mit angeschlossener Turnhalle und einem Wohngebäude.

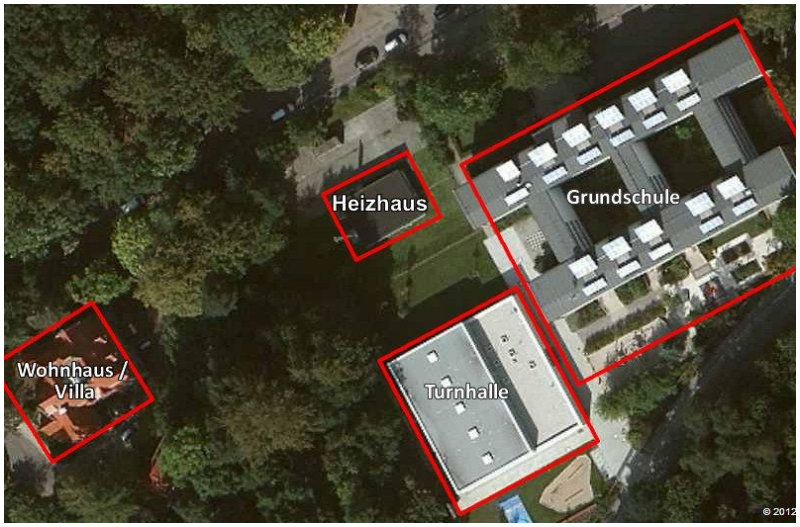


Abbildung 116: versorgte Gebäude des Nahwärmenetzes Kurparkstraße

Die Strategie für diese Feldtestsfacette ist grundsätzlich gekoppelt mit dem Feldtest WÜS und lässt sich wie folgt beschreiben: Wenn eine Leistungsreduktion in einer WÜS aufgerufen wird, ist es erforderlich, dass im betroffenen Zeitfenster die Einsenkmaßnahme durch dezentrale Einheiten flankiert wird, d.h. die ungeregelte Stromeinspeisung durch dezentrale Kleinanlagen in das Verteilnetz ist zu minimieren, im Extremfall sind dezentrale Erzeuger außer Betrieb zu nehmen. In ersten Umsetzungsstrategien erfolgte auch eine direkte Kopplung der Feldteste. Im späteren Testverlauf wurden Versuch WÜS und BHKW voneinander entkoppelt, da das Nahwärmenetz Heizhaus Kurparkstraße aufgrund der zu versorgenden Gebäude einen anderen Wärmebedarf als das Wohngebiet der WÜS über den Tag hat.

Im Feldtest Dresden werden synchron zum Absenkvorgang WÜS die im Heizhaus Kurparkstraße installierten BHKWs abgeschaltet. Das nachgelagerte Wärmeinselnetz wird während des Testlaufes nur noch durch den parallel installierten Pufferspeicher (mit Elektroheizpatrone) versorgt. Bei nicht ausreichender Wärmebereitstellung durch die Elektroheizpatrone fährt der Gaskessel zur Unterstützung an.

Zur Bewertung des Raumtemperaturverhaltens sind in einem angeschlossenen Liegenschaftsobjekt Temperatursensoren installiert, womit eine Unterschreitung der „Behaglichkeitsgrenze“ festgestellt werden kann. Bei Verletzung der „Behaglichkeitsschwelle“ bzw. nach Beendigung des Reduktionsintervalls werden die BHKWs wieder zugeschaltet.

8.4 Ablauf und Chronologie der Feldteste

Im Rahmen der Versuchsplanung wurden Testszenarien entwickelt, welche den zu erwartenden Randbedingungen Rechnung tragen sollten. Folgende Prämissen zur Planung der Testreihen wurden beachtet:

- Zeiträume mit niedrigem bzw. hohem Wärmebedarf (Tag/Nacht; Wochentage/Sonn- und Feiertage, etc.)
- variierte Höhe der Leistungsabsenkungen

Berücksichtigt wurde dabei der Einfluss der saisonalen Schwankungen der Gesamtwärmelast bzw. Stromerzeugung im Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk „Nossener Brücke“, welches die Primärkapazitäten für das Fernwärmenetz liefert. Im Winter fährt das Kraftwerk Nennleistung. Eine Einsenkung von

Wärmeproduktion würde keine Einsenkung der Stromproduktion nach sich ziehen, da der Kopplungsfaktor nahezu null beträgt. Im Sommer erfolgt nur die Bereitstellung von Warmwasser. Da hier entsprechende Richtlinien zur Trinkwasserhygiene eingehalten werden müssen, ist eine Absenkung der Wärmeproduktion nicht möglich. Für die Absenkungen wurden entsprechenden Rahmenbedingungen des Kraftwerkes mit einbezogen. Damit ergab sich die Möglichkeit zur Durchführung von Versuchen nur von März bis Juni bzw. September bis November. Aufgrund zum Teil milder Temperaturen im Dezember 2012 konnten auch hier weitere Versuche durchgeführt werden.

	Testphase 1	**Testphase 2**	**Testphase 3**
Zeitraum	Okt. – Nov 2011	Apr. – Jun. 2012	Sep. – Dez. 2012
Anzahl Absenkungen	14	18	24

Tabelle 55: Tabelle: Übersicht Testphasen

tagsüber		**nachts**		
Mo-Fr	Sa/So	Mo-Fr	Sa/So	Absenkung
4	2	2	2	10%
3	0	1	0	20%
0	0	0	0	30%
0	0	0	0	40%

Tabelle 56: Testphase 1 - Anzahl und Verteilung der Absenkungen

Die ersten Feldteste in der WÜS Q3 begannen im Herbst 2011. Entgegen der ursprünglichen Planung musste zunächst DREWAG-interne Leittechnik zur Anlagenreglung eingesetzt werden, da eine Steuerung über die adaptierte moma-IT-Architektur zu diesem Zeitpunkt noch nicht fertig entwickelt war. Die in Testphase 1 gewonnenen Messergebnisse dienten erst einmal vorrangig zur technischen Optimierung des Regelungsvorganges, in Hinblick auf die Evaluierungsziele sind diese Messreihen nicht nutzbar.

Parallel zu den Absenkversuchen der WÜS fanden ebenfalls im Testobjekt Heizhaus Kurparkstraße erste Fahrweisenänderungen an den dort installierten Erzeugern statt. Detaillierte Messreihen zur Erreichung der Evaluierungsziele konnten aus technischen Gründen nicht gewonnen werden, hier standen ebenfalls regelungstechnische Optimierungsmaßnahmen im Vordergrund. Im Ergebnis des ersten Testzyklus wurden für die Testphase 2 (April bis Juni 2012) die geänderten Optimierungsansätze hinsichtlich Wärmelastprognose und Regelungsstrategie in weiteren 18 Absenkungen (WÜS und Heizhaus) praktisch erprobt. Dabei konnten erstmals auch Messreihen

- in einem technologisch stabilen Umfeld und
- durch Variation der Versuchszeiträume und Leistungsreduktionen

für die Evaluierungszwecke gewonnen werden.

tagsüber		nachts		
Mo-Fr	Sa/So	Mo-Fr	Sa/So	Absenkung
8	4	3	3	10%
8	2	2	2	20%
1	1	0	0	30%
6	2	0	0	40%

Tabelle 57: Testphase 2 und 3 - Anzahl und Verteilung der Absenkungen

Die dritte Versuchsreihe wurde im Zeitraum von September – Dezember 2012 (Testphase 3) durchgeführt. Gleichzeitig wurden ebenfalls im Prognosetool zahlreiche Optimierungen vorgenommen. Ergänzend wurde bei den Absenkungsversuchen WÜS ein zusätzlicher Fokus auf die Vorlauftemperatur im Sekundärnetz gelegt, da diese auf Grund von hygienischen Bestimmungen der Trinkwassererwärmung als kritischer Punkt für einen Feldtestabbruch identifiziert wurde. Entgegen den ursprünglich geplanten Absenkraten von 40% musste eine Beschränkung auf max. 20% vorgenommen werden. Dadurch konnte ein Unterschreiten von Mindesttemperaturen für die Warmwasserbereitstellung ausgeschlossen werden.

Begleitend ab September 2012 wurden 5 Absenkungen mittels der moma-IT-Architektur erfolgreich praktiziert und ausgewertet. Schwerpunkt jedoch blieben die Versuchsvorgänge mittels DREWAG–Leittechnik, begründet vorrangig durch den höheren Komfort bei der Prognose und der Durchführung der Absenkungen. Die Versuche im Heizhaus wurden in der Testphase 3 von den Absenkungen der WÜS entkoppelt. Dabei wurden in regelmäßigen Zyklen unterschiedliche Fahrweisen erprobt und bewertet. In Analogie der WÜS-Versuche wurde, neben der DREWAG–Leittechnikvariante, auch die Regelung mittels der moma-IT-Architektur erfolgreich erprobt.

8.5 Ergebnisse Absenkungen Wärmübergabestation

8.5.1 Technik

Darstellung/Validierung von Messdaten

Mit Beginn der zweiten Testphase standen Teilkomponenten der moma-Architektur - Evaluierungsserver – zur Datenspeicherung/-verarbeitung, im 15-Minutentakt, zur Verfügung.

Abbildung 117: Datenerfassung/ -transport Feldtest WÜS

Eine Ergänzung des Datenbestandes erfolgte durch DREWAG-interne Leittechnik, z.B. die Momentanleistungen, welche primärseitig über einen Wärmemengenzähler bzw. Außentemperaturfühler gemessen wurden. Die Datenbereitstellung für Testphase 2 (April – Juni 2012) wurde im Ergebnis der Auswertungen von Testphase 1 auf Minutenwerte bei DREWAG-interne Leittechnik umgestellt. Die nachfolgende Abbildung zeigt die schematische Anordnung der Messpunkte.

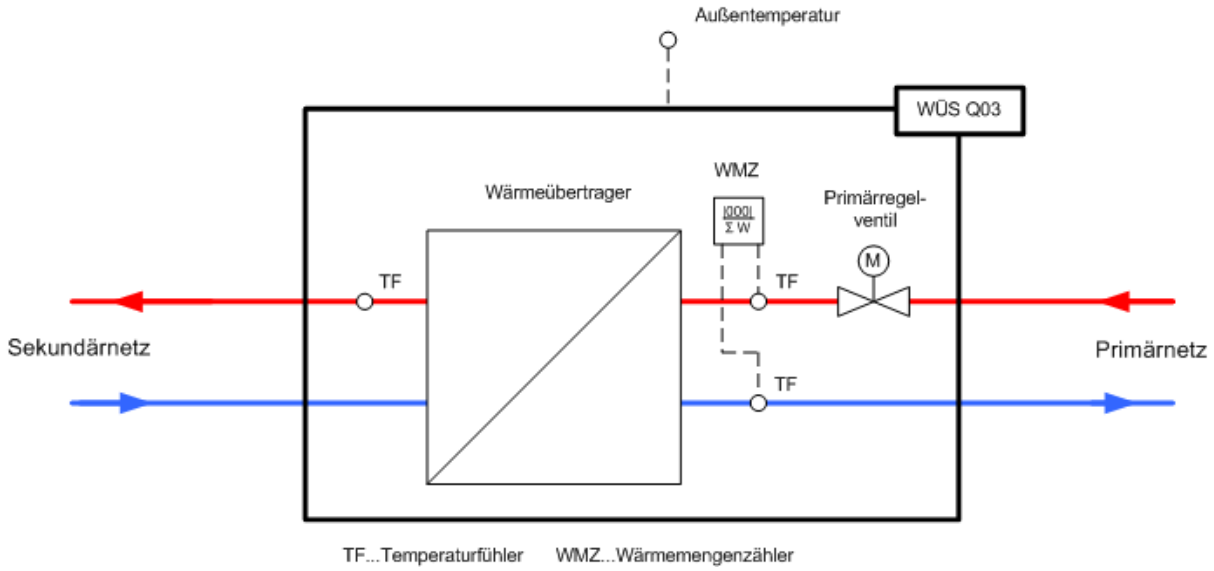


Abbildung 118: Messpunkte WÜS Q03

Die Grundlage für die Errechnung der Leistungsreduktionen stellt die nachfolgende Abbildung schematisch dar.

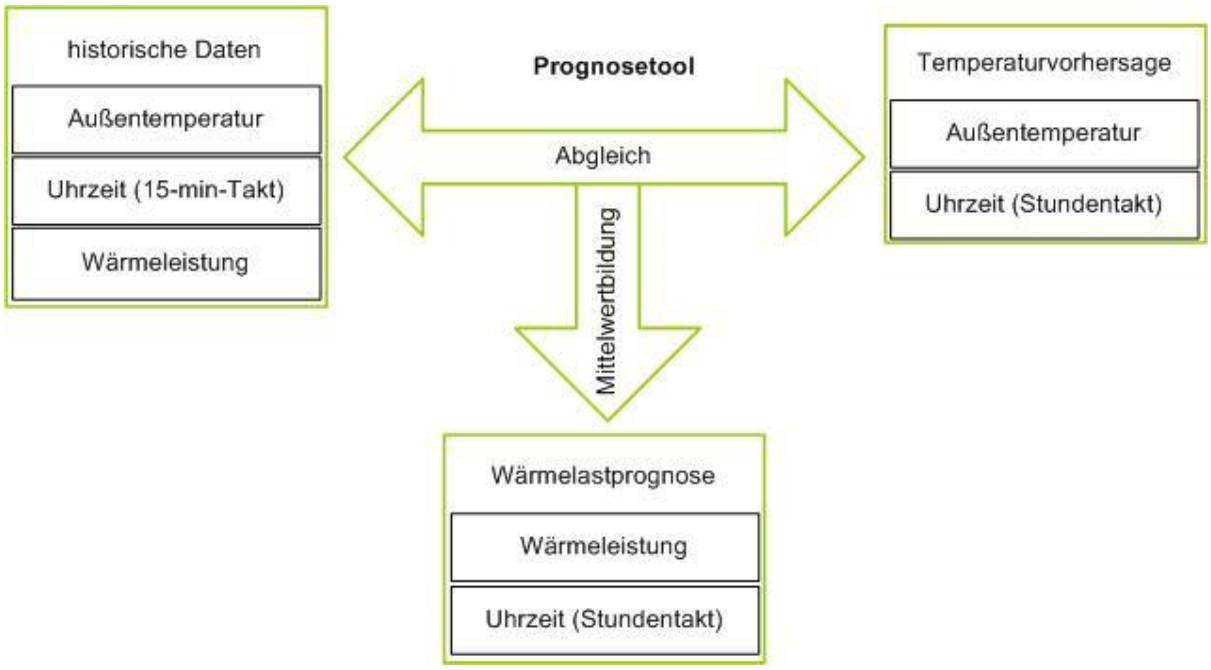


Abbildung 119: Bildung der Wärmelastprognose

Das nachstehende Lastdiagramm zeigt die Verläufe von Wärmelastprognose und Ist-Messdaten an einem Versuchstag (Freitag, 30.11.2012).

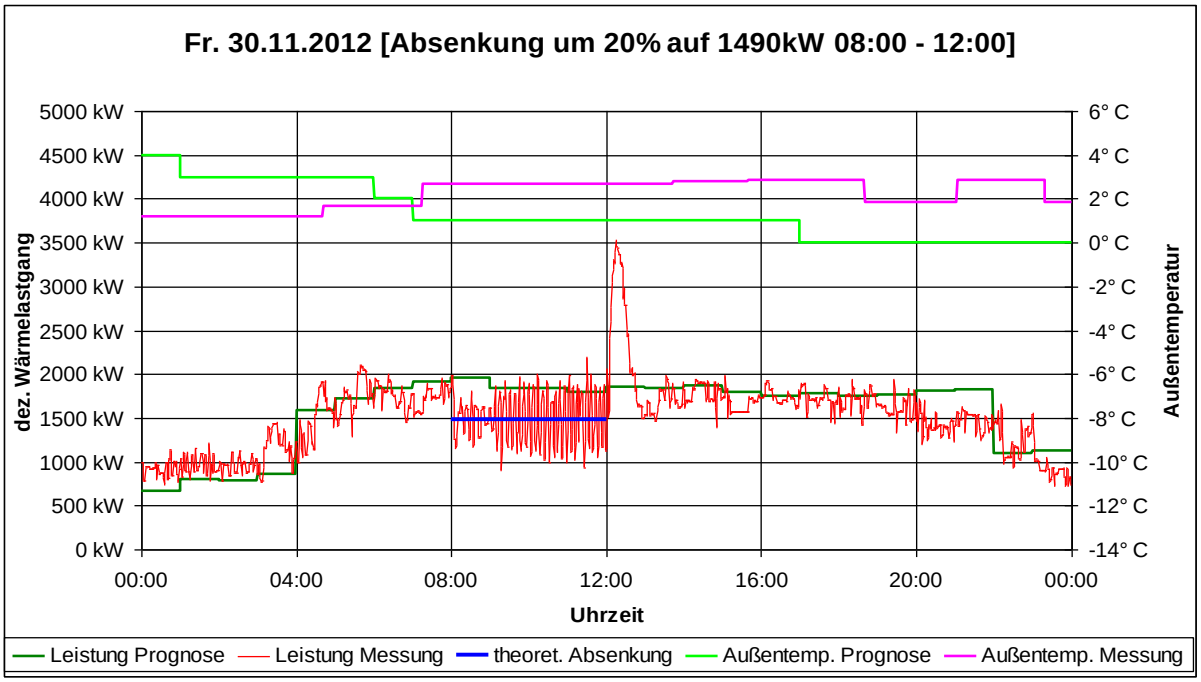


Abbildung 120: Absenkung vom 30.11.2012

Die Abbildung zeigt einen typischen Tagesverlauf mit geringem Lastverhalten in der Nacht und dem „charakteristischen“ Anstieg in den Morgenstunden. Es ist zu erkennen, dass im Zeitraum von 08 – 12 Uhr eine Leistungsreduktion stattfand, welche der geplanten Vorgabe entspricht. Die Schwingungen um den eingestellten Festwert resultieren aus der regelungstechnischen sowie hydraulischen Einstellung des sekundären Netzabschnittes, welche im Gliederungspunkt c) näher erläutert werden. Mit der Aufhebung der Leistungsfestsetzung folgt nach der Absenkphase die Wiederaufheizung des Wärmenetzes und der versorgten Gebäude, welche charakterisiert ist durch eine kurze und hohe Lastspitze.

In der Testphase 3 wurde noch zusätzlich die Vorlauftemperatur des Sekundärnetzes als Validierungsgröße integriert. Diese Daten wurden ebenfalls von der DREWAG-Leittechnik im Minutentakt erfasst und konnten zu einer Qualitätsverbesserung der Untersuchungen beitragen. In der nachfolgenden Abbildung ist der Verlauf dieser Temperatur in Korrelation zum zugehörigen Wärmelastgang (Mittwoch, 14.11.2012) dargestellt.

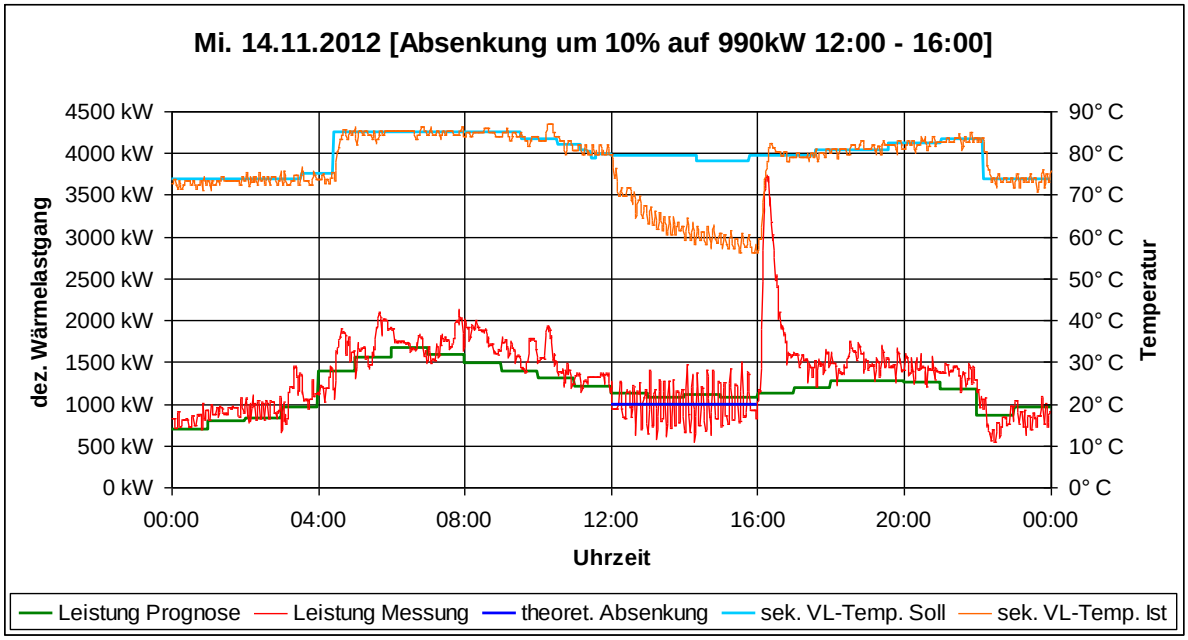


Abbildung 121: Absenkung vom 14.11.2012

Bewertung Messergebnisse in Bezug auf gewählte Reglungsstrategie

Mit Beginn der Testphase 1 erfolgten die Absenkungen über die Regelung des primären Stellventils der WÜS durch Sollwertreduktion. Infolgedessen reduziert sich der primäre Durchfluss des Wärmeüberträgers, gleichzeitig wird die Vorlauftemperatur des Sekundärnetzes abgesenkt, siehe vorstehende Abbildung. Ein installierter Wärmemengenzähler, welcher die aktuelle Wärmeleistung misst, liefert Ist- Werte an den Regler, von wo aus o.g. primäres Stellventil nachgestellt wird.

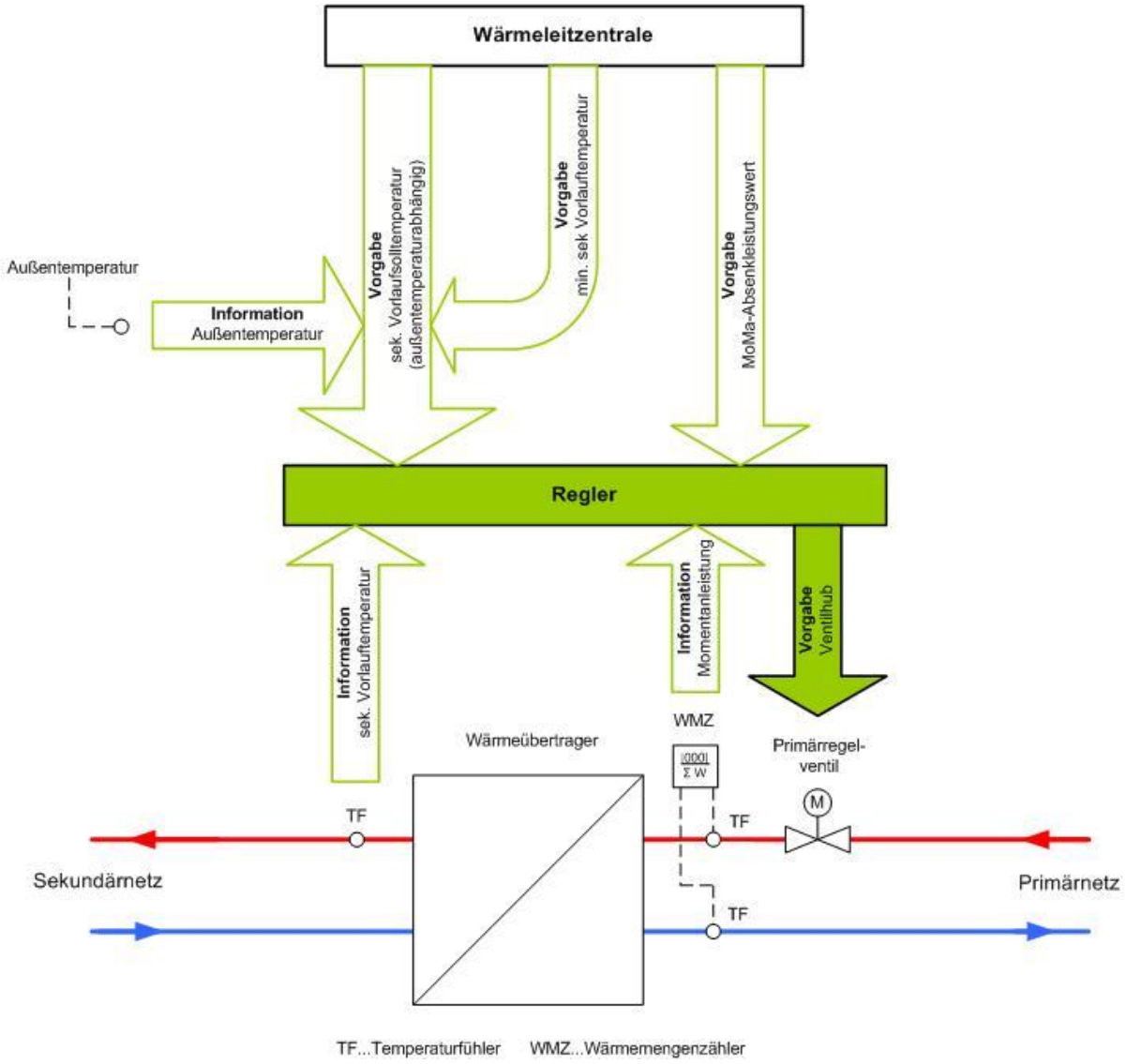


Abbildung 122: Regelungstechnische Lösung für Testphase 1

Auf Basis der in Testphase 1 gewonnenen Erkenntnisse wurde für die Testphase 2 eine modifizierte Regelungslösung entwickelt und umgesetzt. Die neue Variante ist gegenüber der Ursprünglichen um eine zusätzliche Qualitätsmessung erweitert. Dadurch ist es möglich eine „ruhigere“ Pumpenfahrweise während der Absenkungen zu erzielen. Für diesen Zweck wurden in bereits „durch Unterversorgung bekannten Kompaktstationen (KPS)“ Differenzdruckmessungen installiert, was in der nachfolgenden Abbildung schematisch dargestellt ist. Durch diese zusätzlichen Messpunkte an den Netzschlechtpunkten konnte das sekundärseitige Reglerverhalten spürbar verbessert werden.

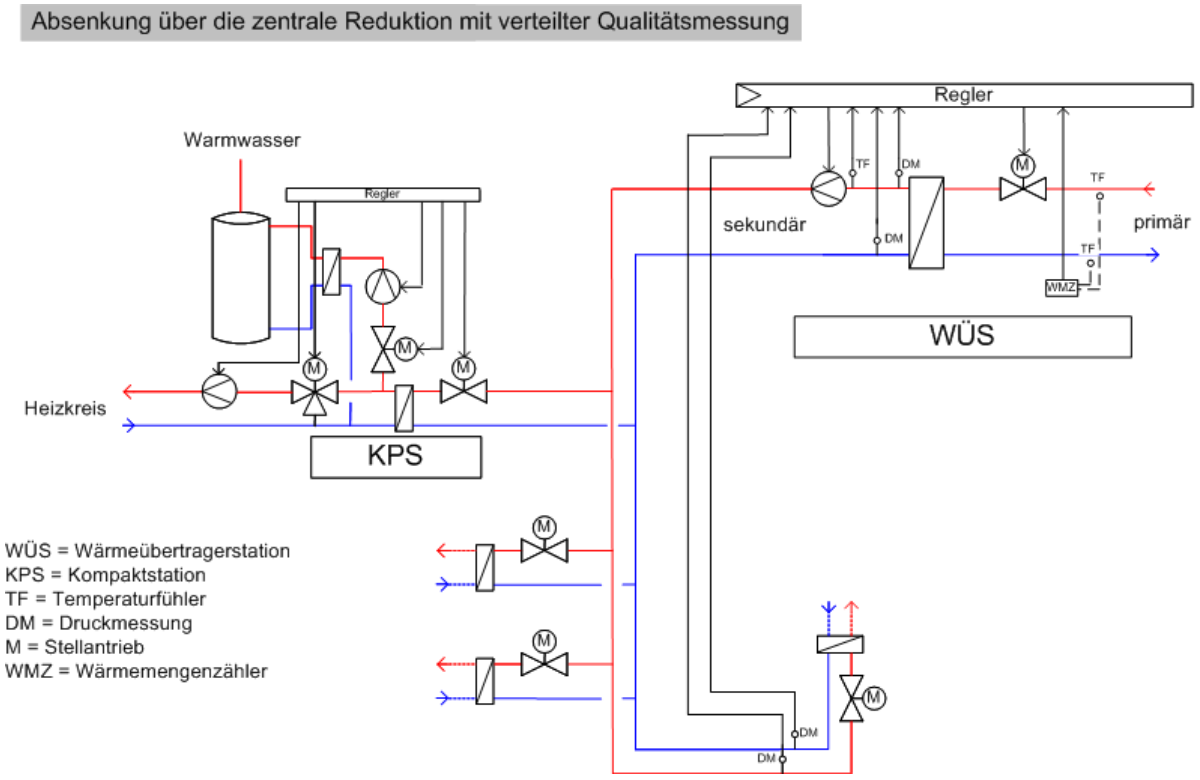


Abbildung 123: Absenkung über die zentrale Reduktion mit verteilter Qualitätsmessung

Bei den Netzschlechtpunkten handelt es sich um Netzbereiche (Strahlende), die auch ohne eine Absenkung ein vermindertes Wärmeangebot erfahren können. Durch die zusätzlich installierten Messpunkte erhält der Regler die Differenzdruckinformationen bereits am Schlechtpunkt und nicht wie bisher allein am Ende des Rücklaufs in der WÜS (Anfang sekundärer Vorlauf und Ende sekundärer Rücklauf).

Infolgedessen wird die Reaktionszeit der Differenzdruckänderung am Schlechtpunkt im Gegensatz zur Differenzdruckänderung am Sekundärnetzende über die gesamte Rücklauflänge reduziert. Steigt der Wärmebedarf der Kompaktstation (KPS) an, so öffnen diese ihre sekundären Stellventile, wodurch sich der sekundärseitige Differenzdruck verringert. Mithilfe der zusätzlichen Differenzdruckmessungen wird nicht nur die Reaktionszeit der Sekundärnetzpumpe verkürzt, sondern auch die Pumpenfahrweise speziell den Druckverhältnissen angepasst. Des Weiteren wird die Pumpendrehzahl entsprechend nach oben begrenzt.

Mit dieser Maßnahme kann das Überschwingverhalten der Pumpe deutlich gedämpft und somit die gesamte sekundäre Netzhydraulik beruhigt werden. Zudem wird die Geräuschentwicklung in den KPS bedeutend verringert. Grundsätzlich bleibt die Problematik des erhöhten Schwingverhaltens des primären Stellventils jedoch bestehen (siehe nachfolgende Abbildung). Ein Wechsel des primären Stellventils wird empfohlen. Bei der jetzigen Implementierung erfolgt die Datenbereitstellung für die Regelung aus einer sogenannten „Dreipunktmessung“. Dadurch muss die Ventilstellung immer wieder „grob“ nachgeregelt werden. Durch eine feingliedrigere Taktung könnte eine stabilere Fahrweise erzeugt werden.

Eine weitere Optimierungsmöglichkeit kann die Übertragungsintervallverkürzung des eingesetzten M-Bus-Splitters liefern. Dieses Gerät nimmt die Daten des Wärmemengenzählers (WMZ) auf und überträgt sie weiter an den Regler. Die daraus resultierende Verringerung der Verspätung führt zur Systemstabilisierung.

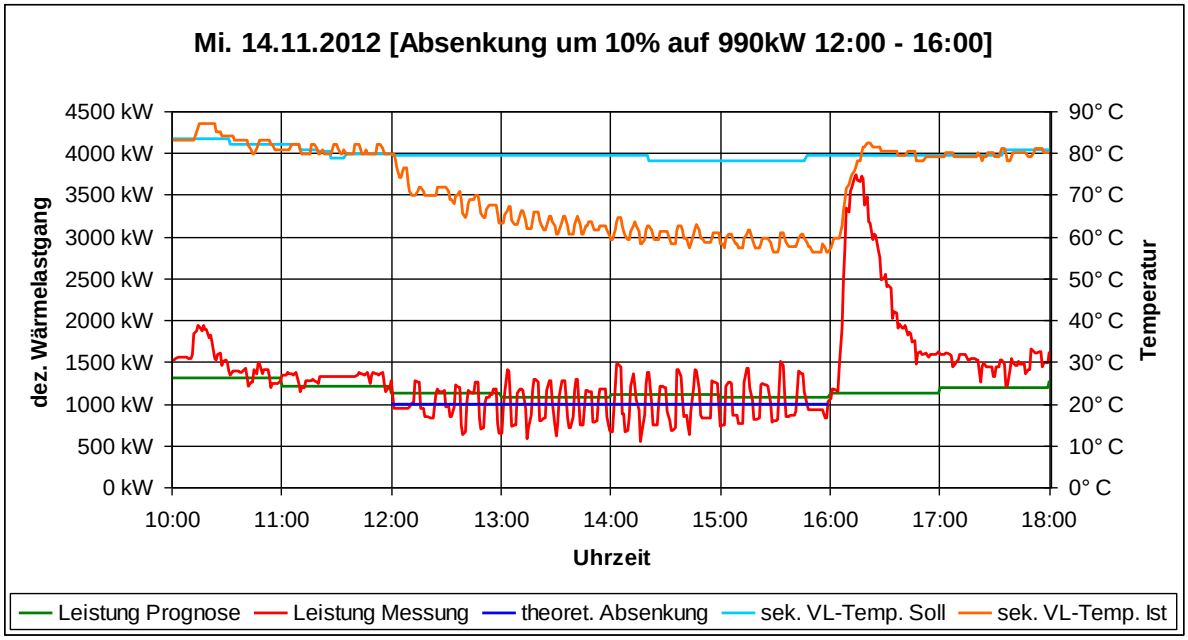


Abbildung 124: Schwingverhalten während des Absenkungen

Im Fazit muss jedoch resümiert werden, dass die „chaotische“ Trinkwassererwärmung letztendlich die entscheidende Einflussgröße für den Wärmebedarf im Sekundärnetz (Übergangsperiode) darstellte. Für eine signifikante Verbesserung des Regelverhaltens im Sekundärnetz wäre die Einzelansteuerung der Hauskompaktstationen (KPS) erforderlich, dies war jedoch im moma-Projekt nicht vorgesehen.

Prognose

Voraussetzung für eine erfolgreiche Leistungsreduktion ist die ausreichend hohe Genauigkeit in der Wärmelastprognose. In Versuchsphase 1 gab es teilweise große Abweichungen zwischen dem prognostizierten und dem tatsächlichen Wärmelastgang. Dies wird in Abbildung 125 d am Beispieltag des 08.05.2012 ersichtlich.

Dort ist zu erkennen, dass die Prognoseabweichung zu Beginn des Tages am höchsten ist und der prognostizierte Lastgang z.B. um 4 Uhr signifikant vom tatsächlichen Lastgang abweicht. Bei der Analyse weiterer Tagesverläufe wiederholte sich dieses Verhalten. Ursache dafür ist die Abfrage der Wärmeleistungen aus den historischen Daten. Diese erfolgte anfangs nach folgender Unterteilung:

Tageszeit = 4 – 21:59 Uhr

Nachtzeit = 22 – 3:59 Uhr

Dabei fand eine zusätzliche Klassifikation der Werk- und Wochenendtage noch nicht statt. Durch diese grobe Einteilung kam es zur Vermischung der Wärmeleistungsdaten von Verbrauchsspitzenzeiten und verbrauchsarmen Zeiten. Infolgedessen wurde das Prognosetool auf eine stundengenaue Abfrage der historischen Daten umgestellt.

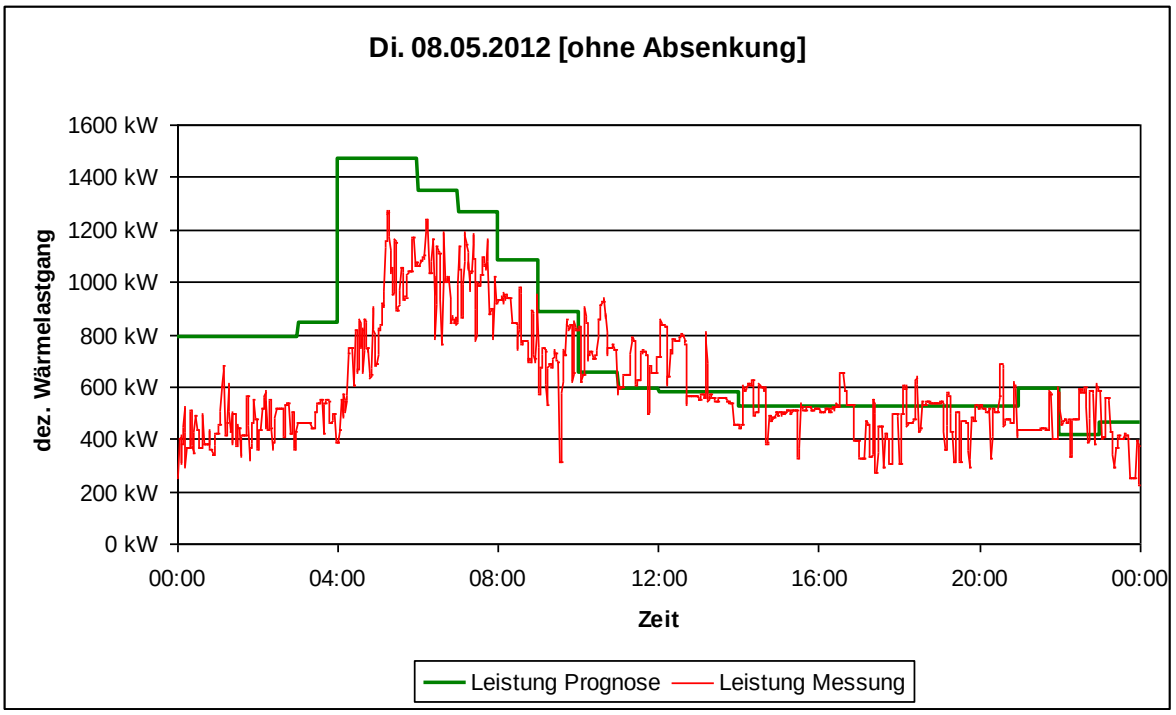


Abbildung 125: Wärmelastgang vom 08.05.2012

In einem weiteren Schritt erfolgte eine Unterteilung zwischen Werk- und Wochenendtag. Zudem wurden kleinere Anpassungen der Leistungskurve vorgenommen, was eine Verbesserung der Prognosegenauigkeit zur Folge hatte. Die nachfolgende Abbildung zeigt dazu den Verlauf der Wärmelastgänge vom 19.11. – 25.11.2012.

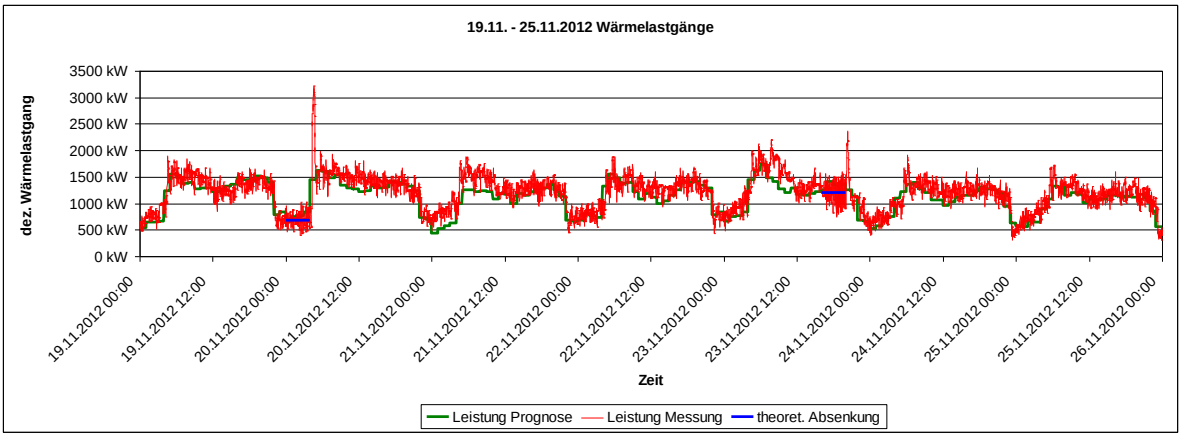


Abbildung 126: Wärmelastgänge 47.KW 2012

Eine weitere Einflussgröße bei der Prognose ist die „Gebäudeaufladung“. Es ist ein wesentlicher Unterschied ob sich der Absenkvorgang aus einer Wärmeperiode hinaus bewegt (März - Juni), hier sind die Gebäude noch aufgeheizt, oder ob sich der Feldtestszeitraum in eine Wärmeperiode hinein bewegt und die Gebäude noch ausgekühlt sind.

Weitere Einflussfaktoren, wie zum Beispiel die Wohnungsbelegung, Gebäudealtersstruktur, energetische Sanierungen und das Nutzungsverhalten besitzen ebenfalls eine bedeutende Relevanz für den Wärmebedarf. Diese Prämissen konnten im Prognosetool keine Berücksichtigung finden.

Die innerhalb von Modellstadt Mannheim entwickelten Prognosemechanismen konnten Referenzgraphen für die Wärmelastprognose einer Wärmeübergabestation (WÜS) zweckentsprechend exakt ermitteln, bringen aber nicht die Prognosegenauigkeit wie Expertensysteme.

Bewertung der Messergebnisse in Bezug auf Anlagenbelastung

Fernwärmenetze sind bei volatiler Fahrweise per se einem Anlagenstress unterworfen, welcher in erster Linie bei stark gradienten Temperaturschwankungen hervorgerufen wird und positive/negative Materialausdehnungen zur Folge hat.

Verrohrungen können diese Belastungen in einem bestimmten Wertebereich tolerieren. Zu diesem Zweck werden die Rohrleitungen mit Kompensatoren, Ausdehnungsbögen und Druckhaltungen ausgestattet. Doch trotz dieser Vorbeugemaßnahmen ist die Netzausdehnung während der Absenkvorgänge nicht zu vernachlässigen. Vor allem der hohe Temperaturgradient nach Aufhebung der Leistungsbegrenzung kann eine beschleunigte Materialermüdung hervorrufen. Mehr noch als die Verrohrungen reagieren Wärmeüberträger weitaus empfindlicher auf Temperaturschwankungen. Der Grund dafür liegt in der Sensibilität der Flanschverbindung sowie Dünnwandigkeit der Überträgerflächen.

Nach Expertenbefragung kann der Anlagenstress minimiert werden, wenn Temperaturänderungen so sanft und gering wie möglich vonstattengehen, dies gilt besonders für die „Nachholspitze“. Mithilfe dieser Maßnahme flacht der entsprechende Temperaturverlauf deutlich ab. Dieser Sachverhalt ist in der nachfolgenden Abbildung am Feldtestsbeispiel vom 14.06.2012 anhand des tatsächlichen Wärmelastganges und des qualitativen Verlaufes der sekundären Vorlauftemperatur grafisch dargestellt.

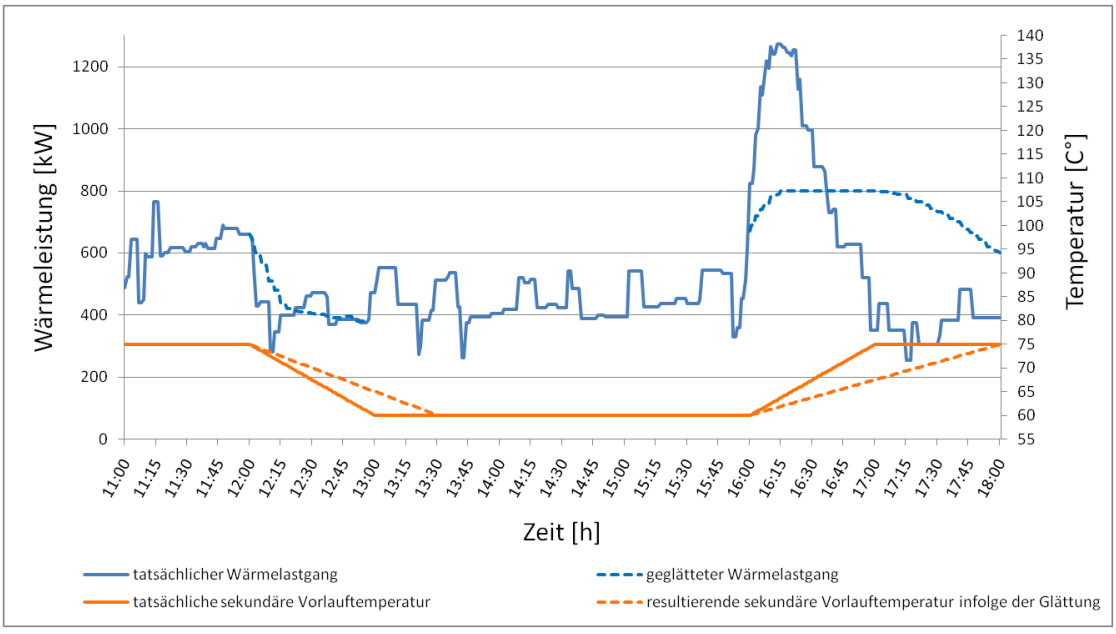


Abbildung 127: Optimierung des An- und Abfahrvorganges

Nach Auswertung der Feldtestsdaten wurde ein weiterer Effekt sichtbar: durch das Absenken der Vorlauftemperaturen öffnen die Regler der KPS automatisch ihre Stellventile, um den Wärmebedarf auszugleichen, was zu einem Volumenstromanstieg im Sekundärnetz und in den Heizkreisen der

Verbraucher führt. Somit erhöht sich auch der Energiebedarf der Sekundärnetzpumpen während der Absenkphasen. Dieser Sachverhalt wird in der nachfolgenden Abbildung deutlich.

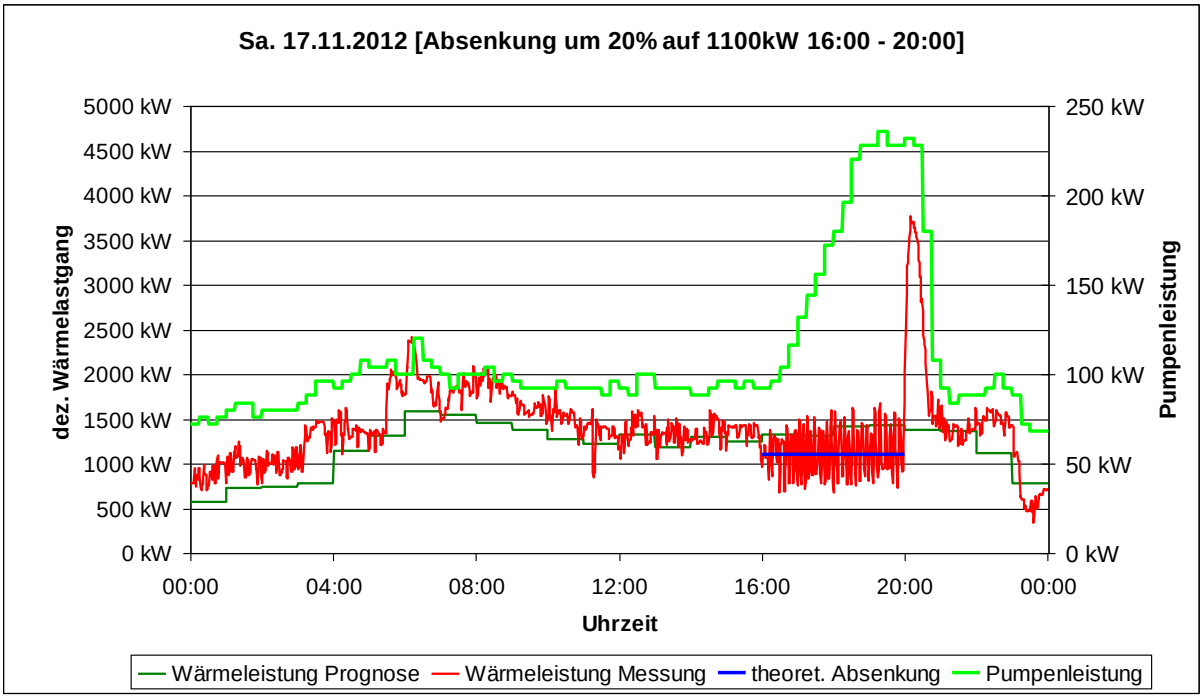


Abbildung 128: Leistungsverlauf der Sekundärnetzpumpen

Durch den erhöhten Förderstrom bewegt sich die Pumpenkennlinie aus ihrem optimalen Betriebspunkt heraus. Dies führt, neben Zusatzkosten für die erhöhte Pumpenenergie, zu einer höheren Belastung der Pumpengruppen und zum Aufschwingen von Anlagenteilen, schließlich in Endkonsequenz zu unterschiedlichen Temperaturverteilungen in den Rohrleitungen (Schichtenbildung). In welcher Qualität und Quantität die beschriebenen negativen Einflüsse auf die Anlagentechnik einwirken bedarf weiterer Untersuchungen.

Auswertung Gebäudeversorgungszustand (GVZ)

Als Indikator zur Bewertung welche Auswirkungen die Absenkungen auf den thermischen Versorgungszustand der betroffenen Lokationen haben könnten, wurde aus einem Referenzgebäude zyklisch der Gebäudeversorgungszustand (GVZ) gemessen und verarbeitet. Der Sinn der GVZ-Validierung lag in der Absicht, bei den Absenkvorgängen keine unzumutbaren Einschränkungen der betroffenen Kunden zuzulassen. Das betrifft die Warmwasseraufbereitung ebenso wie die Heizung. Beim GVZ handelt es sich um einen internen Parameter des Adapterm Systems der Firma TECHEM, welche den GVZ ursächlich zur Beurteilung des Heizbedarfes im Gebäude nutzt. Mit dem so genannten „Adapterm“-Verfahren ist es möglich aus der Information der Oberflächentemperatur des Heizkörpers, welche mit Hilfe eines Heizkostenverteilers ermittelt werden kann, den Versorgungszustand des Gebäudes zu detektieren und die Vorlauftemperatur dem tatsächlichen Wärmeverbrauch dynamisch anzupassen.

Der GVZ bewegt sich in einem Bereich von -100 (Unterversorgung) bis +100 (Überversorgung). Das Adapterm System der Firma TECHEM versucht mittels einer Vorlauftemperaturadaption diesen Wert auf 0 zu regeln. Dies kennzeichnet das Optimum zwischen Versorgungssicherheit und Heizenergiebedarf.

In einer Voruntersuchung der Technischen Universität Dresden wurde die Abhängigkeit von Raumtemperatur GVZ und Außentemperaturen simuliert. Für die Absenkungen konnten aus technischen

Gründen der GVZ nur im 2-Stunden-Takt geliefert/ausgewertet werden. Diese Messungen sind in der nachfolgenden Abbildung zusammen mit der Außentemperatur dargestellt. Dabei kann saisonale Korrelation des GVZ mit der Außentemperatur nachgewiesen werden.

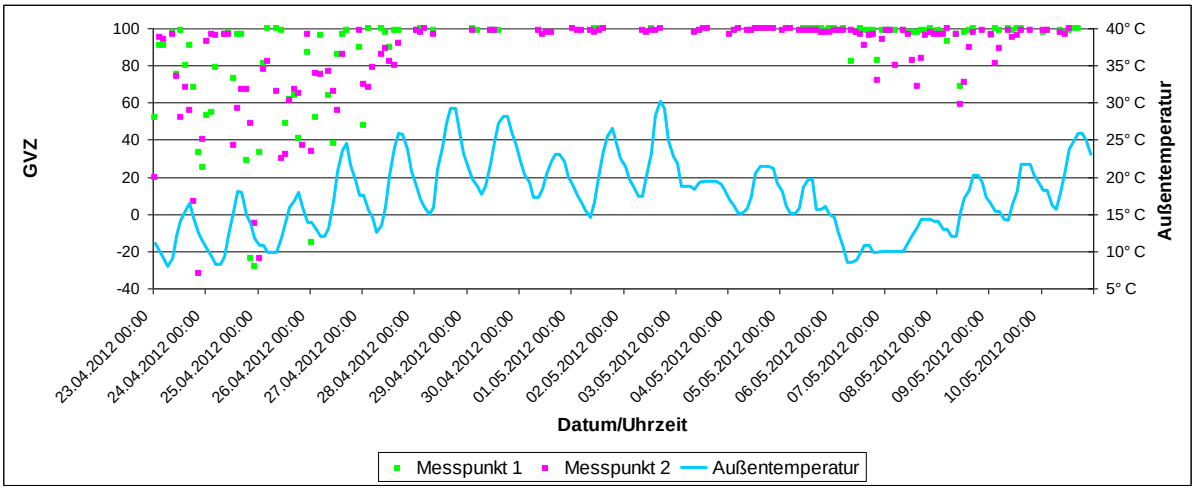


Abbildung 129: Gebäudeversorgungszustand mit Außentemperatur 23.04. – 10.05.2012

In den heizfreien Zeiten, bei hohen Außentemperaturen, wird ein GVZ von +100 generiert, da keine Adaption der Vorlauftemperatur möglich ist. Zudem sorgen innere Lasten und äußere solare Einstrahlungen für eine thermische Überversorgung im Gebäude. Erst während der Heizperiode, bei geringeren Außentemperaturen, bietet sich ein Potenzial zur Adaption der Vorlauftemperatur und der GVZ streut auch unterhalb von +100.

Das Verlaufsdiagramm zeigt, dass sich der GVZ größtenteils im Bereich der Überversorgung befindet. Ein Grund dafür ist die Überdimensionierung bei der Auslegung der Heizungsanlage. Weiter ist zu berücksichtigen, dass der GVZ ein Systemwert für das gesamte Gebäude darstellt, somit auch in Räumen mit erhöhtem Wärmebedarf, wie z.B. Bädern, die Einhaltung der Solltemperaturen abgesichert wird. Weiterhin ist das Absenkpotenzial bei hohen Außentemperaturen sehr gering, da sich die Vorlauftemperatur nach der Heizkennlinie im Bereich der Minimaltemperatur befindet. Dieser Sachverhalt wird in der nachfolgenden Abbildung verdeutlicht.

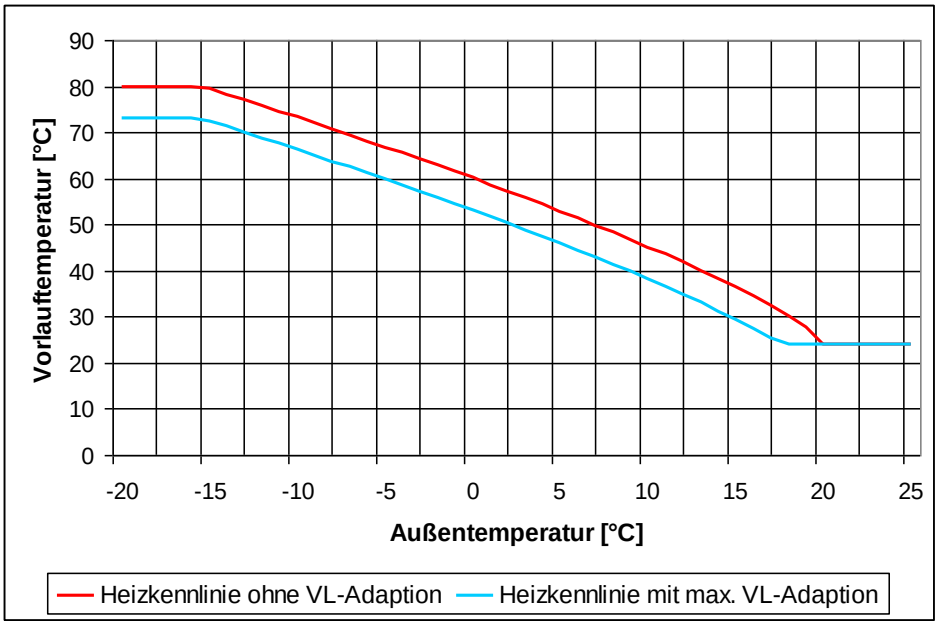


Abbildung 130: Beispiel Heizkennlinie

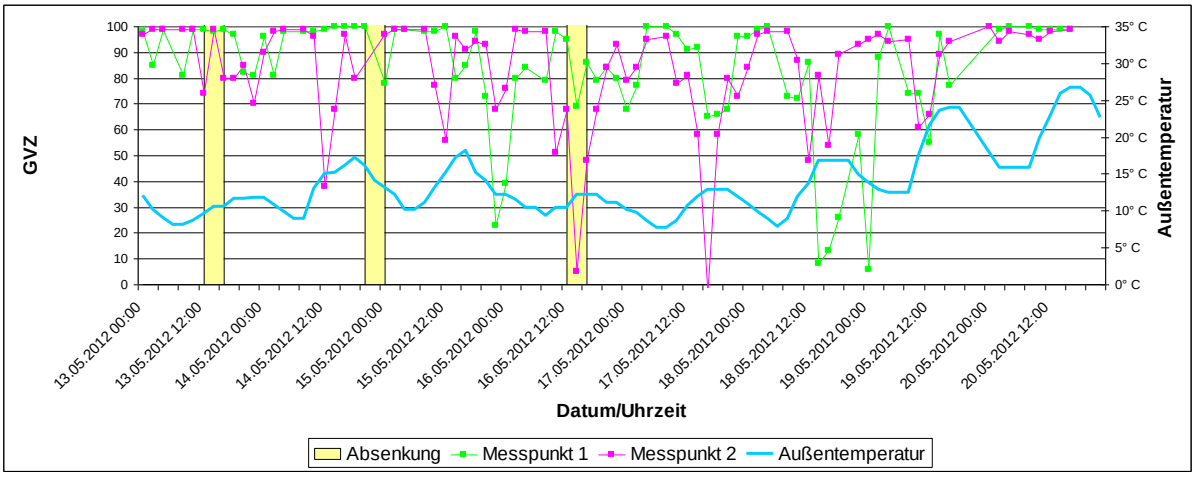


Abbildung 131: Gebäudeversorgungszustand mit Außentemperatur 13.05. – 20.05.2012

Die vorstehende Abbildung zeigt den Verlauf des GVZ und der Außentemperatur in einem weiteren Betrachtungszeitraum. In den gelb hinterlegten Zeiträumen fanden jeweils Absenkungen in der WÜS statt. Größere Sprünge des GVZ sind beispielsweise durch schnelle Aufheizphasen in den Gebäuden zu begründen. Der Zeitraum der Aufzeichnungen des GVZ (März - September 2012) liegt größtenteils außerhalb der Heizperiode. Dadurch ist ein Einfluss der Absenkungen in der WÜS auf den GVZ im Rahmen der Untersuchungen nicht nachweisbar. Zudem ist durch die zeitliche Auflösung der Messdaten im 2-Stunden-Takt keine exakte Analyse möglich. Auf Grund dessen erwies sich die Überwachung des GVZ als Indikator für eine unzumutbare Wärmeabsenkung als nicht tauglich. Die Erfahrungen zeigten, dass vielmehr die Einhaltung der Mindestvorlauftemperaturen entscheidend für eine kundenorientierte Durchführung der Absenkungen war. Abschließende Aussagen zur Nutzbarkeit des GVZ sind erst nach weiterführenden Untersuchungen möglich.

Bewertung der Messergebnisse in Bezug auf Trinkwasserhygiene

Um den hygienischen Anforderungen (Legionellen) an die Trinkwassererwärmung während der Testphasen gerecht zu werden, ist die Vorlauftemperatur auf minimal 60°C regelungstechnisch begrenzt worden (DVGW-Arbeitsblatt W551), wobei nur kurzzeitige Unterschreitungen zulässig sind. Darüber hinaus sind natürlich übliche Gebrauchseigenschaften des Warmwassers einzuhalten. In der nachfolgenden Tabelle sind übliche Entnahmetemperaturen in Wohngebäuden angegeben.

Entnahmestelle	Entnahmetemperatur
Badewanne	41°C … 45°C
Dusche	38°C … 40°C
Spülbecken	50°C … 55°C
Handwaschbecken	10°C … 36°C

Tabelle 58 Tabelle: Entnahmetemperaturen für den Warmwasserbedarf [Quelle: Feurich: Sanitärtechnik (1995) S. 955]

Legionellen sind Bakterien, die sich im warmen Wasser stark vermehren und über das Trinkwasser, Klimaanlagen oder Rückkühlsysteme auf den Menschen übertragen werden können, beispielsweise durch das Einatmen von Duschnebel. Im ungünstigsten Fall können dadurch schwere Lungenentzündungen hervorgerufen werden. Besonders anfällig sind immungeschwächte ältere Personen. Die nachfolgende Darstellung zeigt, in welchen Temperaturbereichen die Legionellenkonzentration am größten ist.

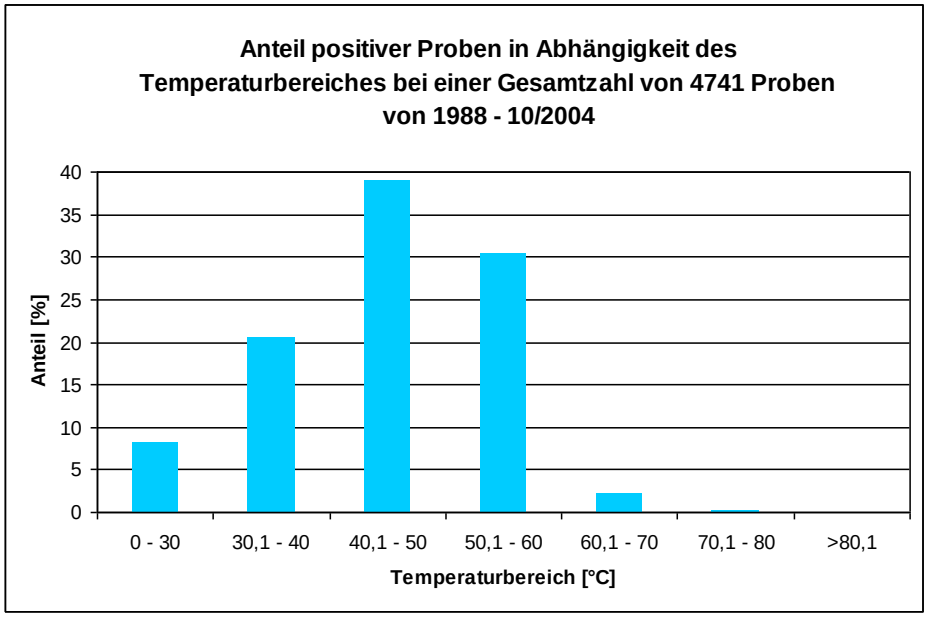


Abbildung 132: Temperaturverteilung bei positiven Legionellenbefunden [Quelle: Hentschel/Waider: Kommentar zum DVGW-Arbeitsblatt W 551 (2004) S. 13]

Bei einer Temperatur von leicht über 60°C findet eine relativ langsame Legionellenvermehrung statt. Somit sind Absenkphasen der Vorlauftemperatur auf einen Wert nahe 60°C grundsätzlich möglich. In jedem Fall muss jedoch mit einer Unterschreitung der Anforderungen des DVGW-AB W 551 gerechnet werden. Um

dies zu minimieren sollte eine Mindesttemperaturbegrenzung mit entsprechendem Sicherheitsaufschlag im Regelungssystem implementiert werden. Dies führt jedoch zwangsweise zu einer deutlichen Verringerung des Absenkpotenzials. Somit wird die Vorlauftemperatur im Sekundärnetz entscheidender Faktor in welchem Maß Leistungsreduktionen in der WÜS möglich sind. Anhand der praktischen Erfahrungen aus den durchgeführten Absenkungen ist zu schlussfolgern, dass sich bei Absenkungen um 20% die Vorlauftemperatur erst gegen Ende des Versuchszeitraumes in den Grenzbereich (60°C) bewegt. Ein Beispiel für einen „optimalen“ Temperaturverlauf zeigt das nachfolgende Feldtestsbeispiel vom 17.11.2012.

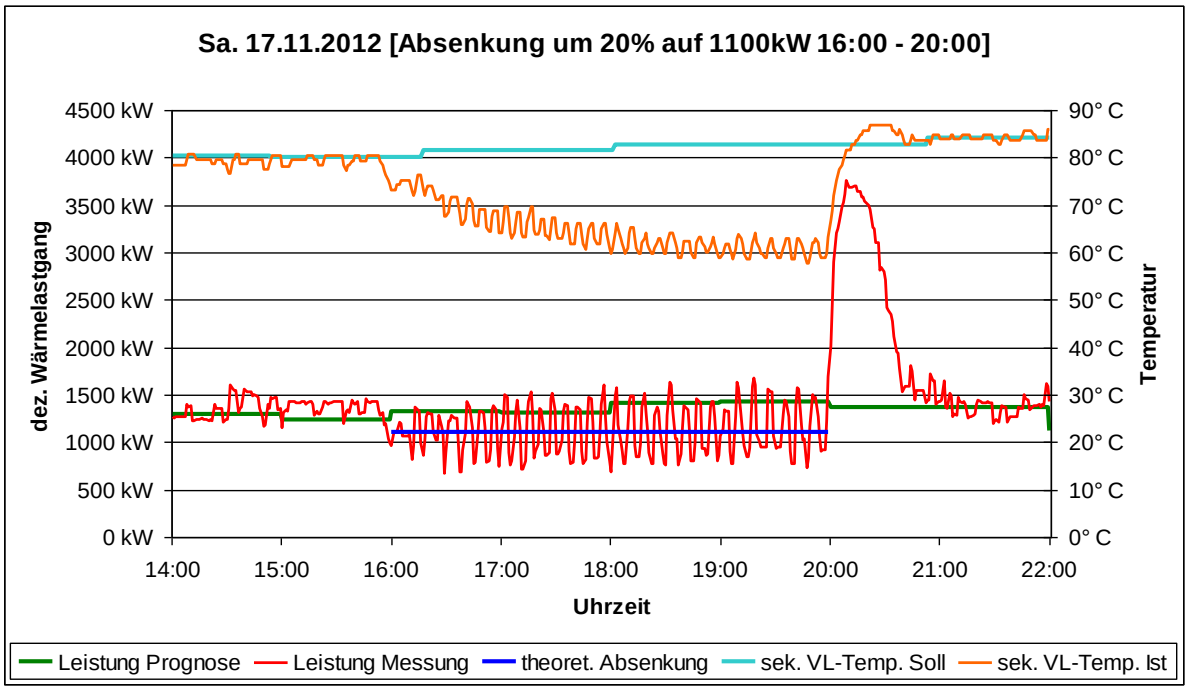


Abbildung 133: Feldtest vom 17.11.2012

Bei Absenkungen >20% ist davon auszugehen, dass die sekundäre Vorlauftemperatur sehr schnell auf 60°C fällt. Wärmeverluste im System verschärfen die Situation dahingehend, dass die Warmwassertemperaturen beim Verbraucher sehr schnell und sehr deutlich weit unter die Marke von 60 °C fallen werden. Siehe Feldtestsbeispiel vom 12.10.2012 (Abbildung 134).

Für eine tiefere qualitative Beurteilung des Temperaturabfalls sind detaillierte Messwerte (tatsächliche Vorlauftemperaturenunterschreitung – Größe und Zeit) von den KPS’en erforderlich. Dadurch lassen sich die Auswirkungen auf der Verbraucherseite besser beurteilen. Damit lässt sich sagen, dass die Absenkung der Leistung um 20% bei gleichzeitiger Begrenzung der Vorlauftemperatur auf mindestens 60 °C an der WÜS das für den Versuchsaufbau maximale Verschiebepotenzial darstellt.

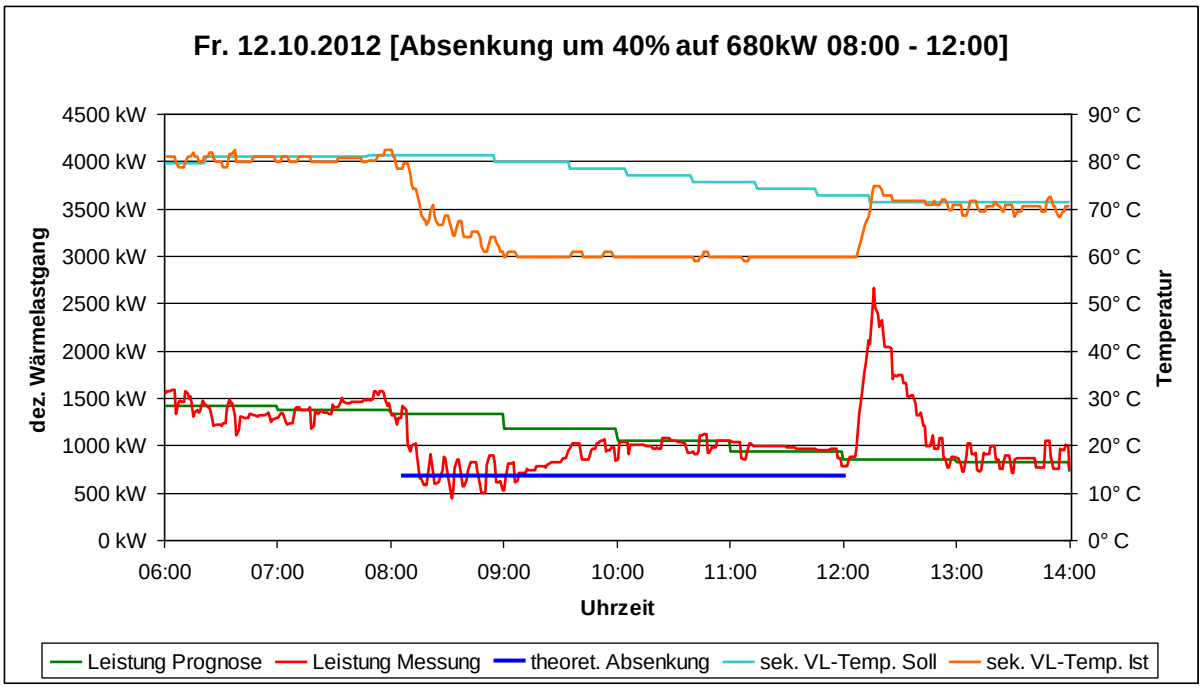


Abbildung 134: Feldtest vom 12.10.2012

8.5.2 Akzeptanz

Auf eine Information des Endkunden über die geplanten Absenkungen wurde im kompletten zu versorgenden Sekundärnetz verzichtet, um etwaige Placeboeffekte zu vermeiden. Die Gebäudeeigentümer der großen Liegenschaften, hier eine Wohnungsgenossenschaft und die Landeshauptstadt Dresden wurden über die geplanten Untersuchungen informiert und haben ihre Zustimmung erteilt. Zur Detektion von Behaglichkeitsverlusten durch den Versuch war es geplant den Gebäudeversorgungszustand in zwei Referenzgebäuden auszuwerten. Des Weiteren werden Beschwerden durch Kunden in der zentralen DREWAG-Leitstelle für Wärme erfasst. Wie vorstehendem Gliederungspunkt zu entnehmen ist, ist ein Einfluss der Absenkungen in der WÜS auf den GVZ im Rahmen der Untersuchungen nicht nachweisbar gewesen. Als einziger Indikator für Behaglichkeitseinbußen diente somit nur das Beschwerdeverhalten der Kunden. Es wurden keine Beschwerden durch die Leitstelle aufgenommen, die im Zusammenhang mit Behaglichkeitsverlusten des Kunden standen. Zu empfehlen ist für weitere Versuche, die vorstehend beschriebene Problematik der Warmwasserbereitstellung als Indikator für Akzeptanzuntersuchen mit zu untersuchen.

8.5.3 Wirtschaftlichkeit

Für eine wirtschaftliche Bewertung muss die Energiebilanz des tatsächlich gefahrenen Lastganges (im Absenkintervall) mit einem Bilanzkreis ohne Absenkung verglichen werden. Als Referenzwert für diesen Vergleichsbilanzkreis wird der prognostizierte Lastgang angenommen, jedoch mit einem Fehler von 15 % beaufschlagt. Dieser Wert zeigt sich als realistisch als Abweichung nach unten zum tatsächlichen Wärmelastgang.

Die nachfolgende Betrachtung bezieht sich auf den Feldtest vom 14.06.2012. Für die Reduktionsberechnung wurden die jeweiligen Flächenintegrale des tatsächlichen sowie des prognostizierten Lastganges für den

Absenkzeitraum gebildet. Die daraus resultierende Differenz beträgt 644,4 kWh und ist ein Maß für die reduzierte Wärmemenge. Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, entspricht dies einer tatsächlichen Absenkung von 26,6 % gegenüber dem prognostizierten Verlauf. Demzufolge konnte in der WÜS eine durchschnittliche Leistung von 161,1 kW durch die Absenkung reduziert werden.

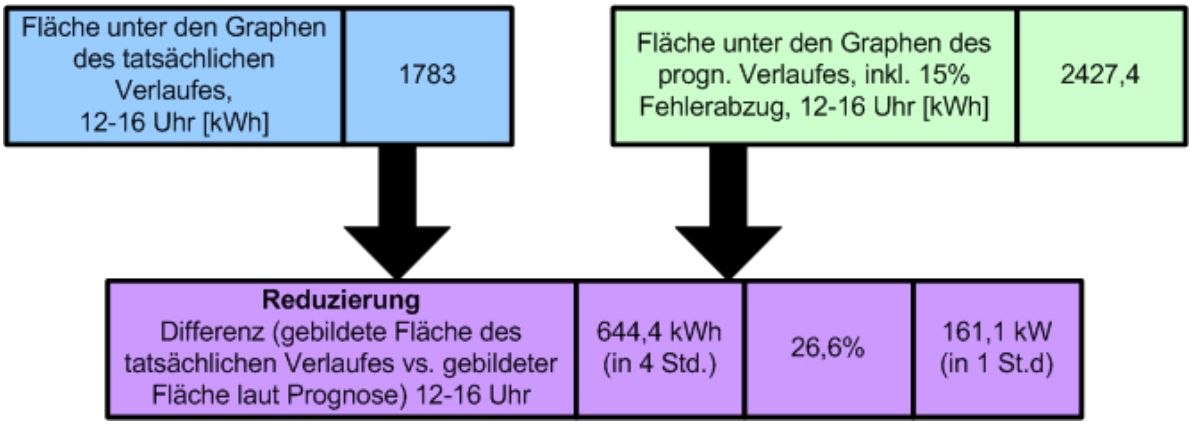


Abbildung 135: Darstellung der Reduzierung

Die berechnete Leistungsreduktion wird auf die Anzahl der sich im Stadtgebiet befindlichen WÜS hochgerechnet. Tatsächlich gibt es im Stadtgebiet Dresden aktuell 116 WÜS mit unterschiedlichsten Abnahmeverhalten. Für die Simplifizierung der Rechnung wurden 100 Stück mit gleichen Abnahmeverhalten angenommen. Resultierend daraus ergibt sich ein thermisches Reduktionspotenzial von 16,1 MW. Um das elektrische Absenkpotenzial der vorgeschalteten KWK – Anlage angeben zu können, wird das thermische Reduktionspotenzial mit der entsprechenden Stromkennzahl multipliziert. Dieser Umrechnungsfaktor steht u.a. in Abhängigkeit zur Außentemperatur, Jahreszeit und anderen Einflussfaktoren. Am Beispiel des 14.06.2012 lag die Stromkennzahl bei 1,0. Für die Hochrechnung auf alle WÜS (des Stadtgebietes) resultiert daraus ein elektrisches Reduktionspotenzial von 16,1 MW elektrisch.

Für das in der folgenden Abbildung dargestellte Überschwingverhalten wurde eine nachträgliche Mehrarbeit von 348,8 kWh berechnet. Gemäß der nachfolgenden Abbildung resultiert aus der reduzierten Arbeit und dem Nachholungseffekt ein Differenzwert von plus 295,6 kWh zugunsten der abgesenkten Leistung, d.h., dass es im Zusammenhang mit der Absenkung zu einem insgesamt geringeren Wärmeabsatz gekommen ist. In weiteren Berechnungsbeispielen konnte diese These erhärtet werden.

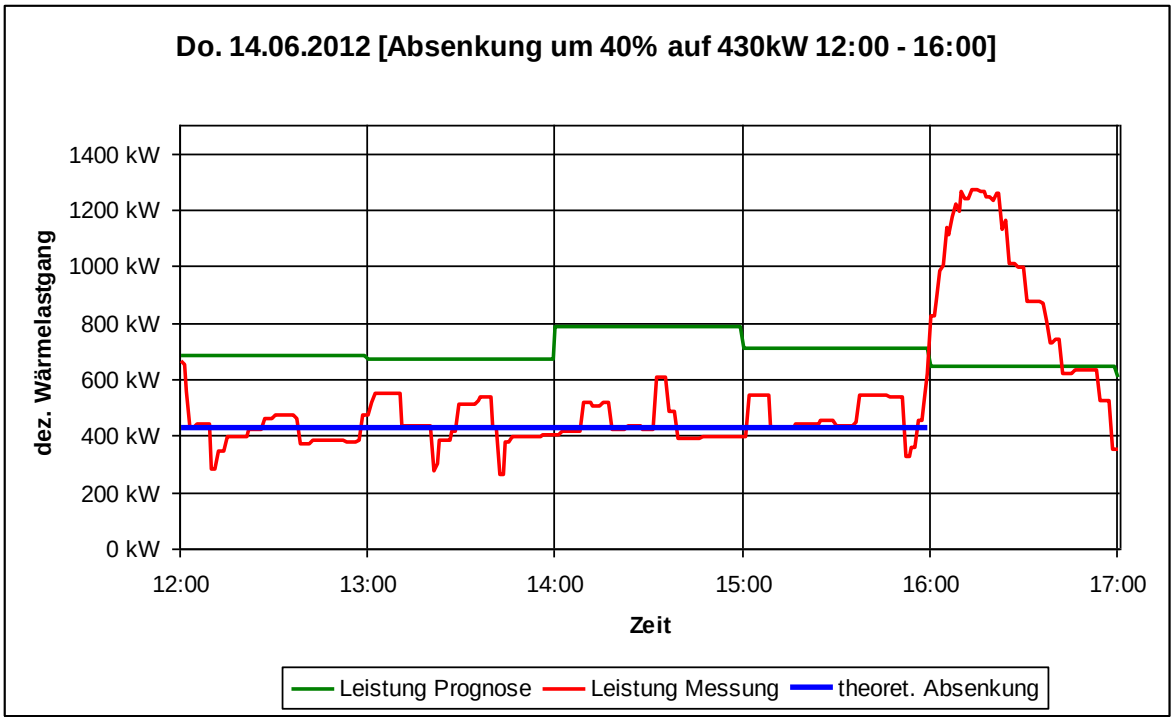


Abbildung 136: Ausschnitt der Absenkung vom 14.06.2012

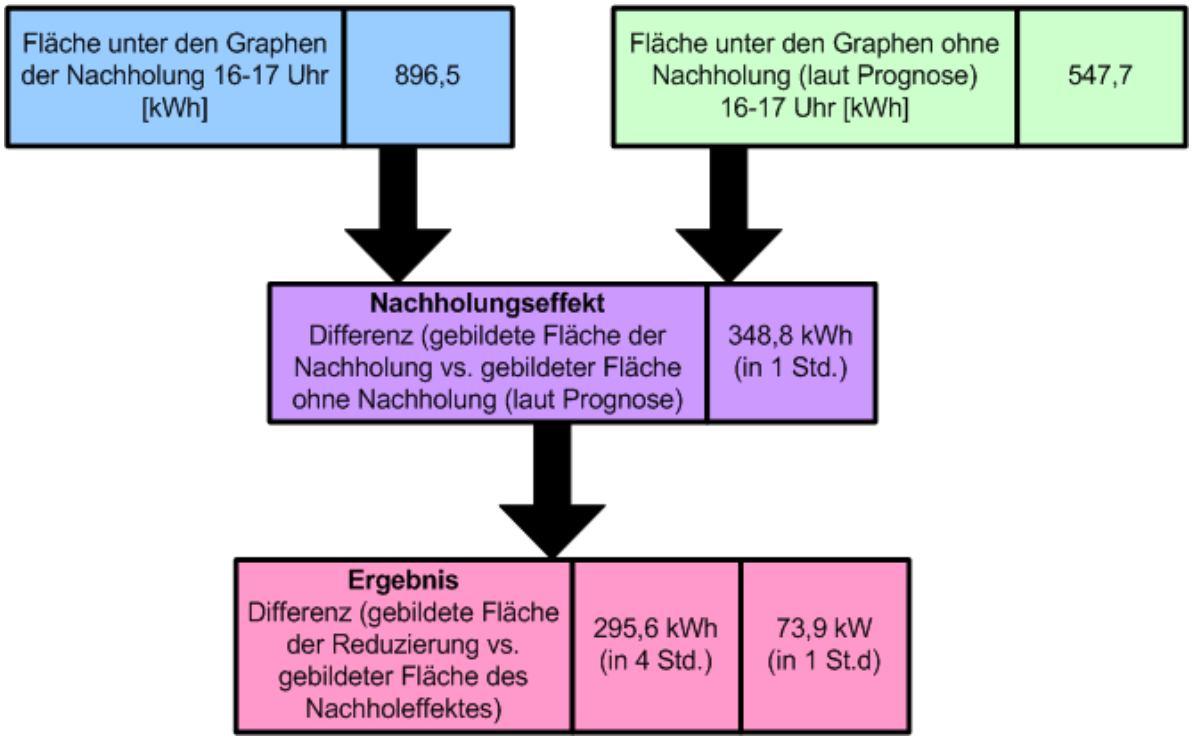


Abbildung 137: Darstellung des Nachholungseffektes

Der Einfluss des vorgeschalteten GuD-Kraftwerkes in die Wirtschaftlichkeitsanalyse kann aufgrund der Komplexität nur sehr allgemein beschrieben werden. Ein möglicher Ansatz für die Wirkungsgradbetrachtung findet sich im nachstehenden Fallbeispiel wieder. Die dabei aufgezeigten Wirkungsgradanalysen entsprechen dem realen Kraftwerksverhalten des GT HKW NB und unterliegen folgenden Randbedingungen:

- Außentemperatur = 0 °C
- Vorlauftemperatur der Fernwärmeversorgung = 115 °C
- maximale Wärmeauskopplung
- keine Abschaltung von Betriebseinheiten
- Werte gelten für den reinen Abhitzebetrieb, d.h. ohne Zusatzfeuerung

In der anschließenden Abbildung wird der elektrische Bruttowirkungsgrad in Abhängigkeit zur Leistung dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass der Bruttowirkungsgrad mit steigender erzeugter Elektroenergie sowie thermischer Auskopplung zunimmt. Demzufolge bewirkt eine Lastabsetzung grundsätzlich eine Verschlechterung des elektrischen Bruttowirkungsgrades.

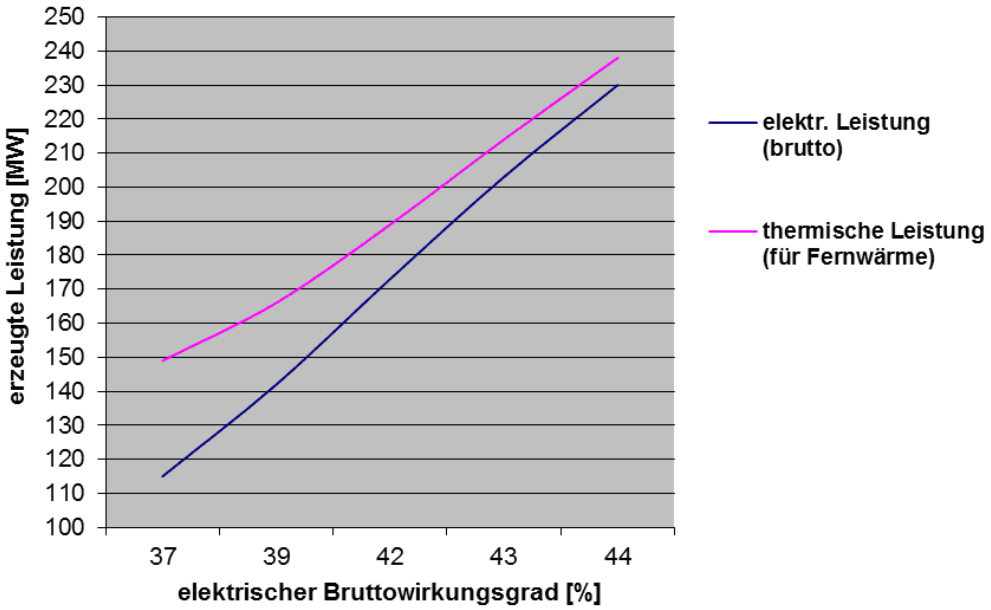


Abbildung 138: Elektrische Bruttowirkungsgrad in Abhängigkeit zur erzeugten Leistung

Die nachfolgende Abbildung spiegelt den Brennstoffnutzungsgrad in Abhängigkeit zur erzeugten Leistung wider. Aus den resultierenden Geraden ist zu erkennen, dass der Brennstoffnutzungsgrad mit steigender erzeugter Leistung zunimmt.

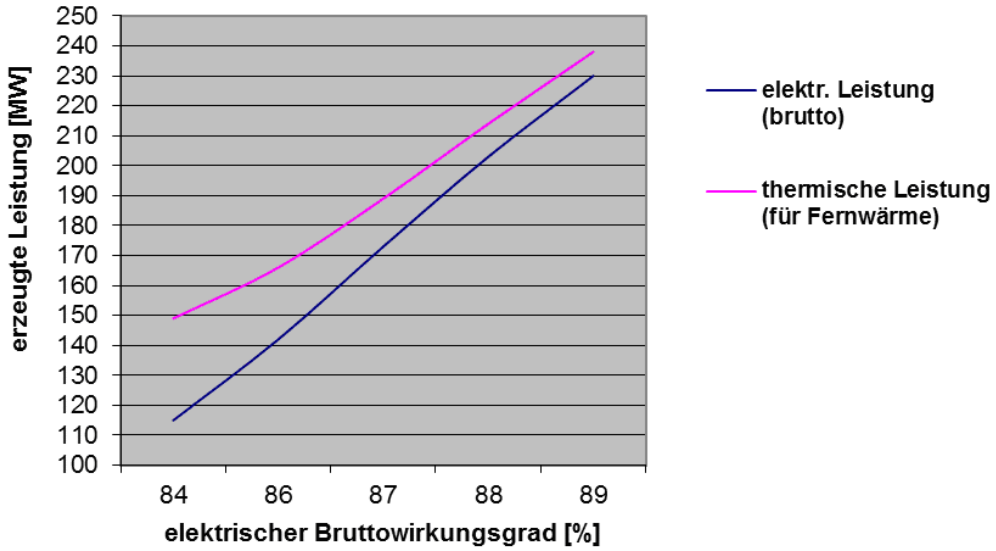


Abbildung 139: Brennstoffnutzungsgrad in Abhängigkeit zur erzeugten Leistung

Anhand des vorliegenden Fallbeispiels wird deutlich, dass eine Lastabsenkung negative Auswirkungen auf die Kraftwerkswirkungsgrade bewirkt. Eine detaillierte Betrachtung war im moma – Projekt aus Kapazitätsgründen nicht möglich, hier bildet sich ein Ansatz für weitere wissenschaftliche Arbeiten.

Ein weiterer Aspekt für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind Vergleiche beim Brennstoffeinsatz. Der für die Energiebereitstellung benötigte Brennstoff wird im GT HKW NB grundsätzlich durch Erdgas abgedeckt. Die an Wärme- und Stromproduktion gekoppelte Brennstoffprognose wird parallel zu den entsprechenden Lastberechnungen durchgeführt und ist Basis der Beschaffung. Um welches Maß der Brennstoffverbrauch durch eine Wärmereduktion in den Fallbeispielen gesenkt werden konnte und wie sich dies preislich auswirkt, konnte aufgrund der fehlenden Daten nicht beziffert werden. Auch hier sollten zukünftig weitere Untersuchungen zum Ansatz kommen.

8.5.4 Ökologische Bewertung

Die technischen und ökonomischen Auswertungen der durchgeführten Feldteste an der WÜS zeigen zunächst die prinzipielle technische Machbarkeit einer temporären Absenkung der Wärmeleistung der WÜS. Gleichzeitig haben die Feldteste auch gezeigt, dass noch ein erheblicher Untersuchungsbedarf hinsichtlich der technischen Ausgestaltung und Optimierung der Absenkvorgänge besteht, insbesondere hinsichtlich des Ortes und der Dauer der Absenkung, des thermischen und hydraulischen Überschwingverhaltens und der damit ggf. notwendigen Anpassung der Regelstrategie, der resultierenden Zusatzbelastung der technischen Komponenten und Einheiten (Pumpen, Sekundärnetz, Heizkreise etc.) sowie der Prognostizierbarkeit des Wärmebedarfs. Aufgrund dieses Entwicklungsstandes und des noch bestehenden Forschungs- und Entwicklungsbedarfs bei der technischen Umsetzung der Absenkvorgänge ist derzeit auch noch völlig offen, wie die Absenkvorgänge in der Realität unter Wirtschaftlichkeitsaspekten optimal durchzuführen wären. Aus diesem Grund kann zum jetzigen Zeitpunkt keine fundierte Analyse der Umweltauswirkungen von zukünftigen technisch und wirtschaftlich umsetzbaren Absenkstrategien durchgeführt werden.

Auf Basis der Feldteste lassen sich gleichwohl die folgenden Indizien, Aspekte und Bereiche identifizieren, die für eine zukünftige energetische und ökologische Bewertung der zu entwickelnden Absenkstrategien von Bedeutung sein werden:

Der exemplarisch betrachtete, vierstündige Absenkvorgang vom 14.06.2012, der in Abbildung 136 dargestellt ist, und das anschließende Überschwingen des Wärmelastgangs ergaben per Saldo eine **Netto-Reduktion der Wärmemenge** in der Größenordnung von 10%. Diese Wärmemengenreduktion ist insbesondere abhängig von der Höhe der tatsächlichen Wärmenachfrage, von Jahreszeit und Witterung sowie Höhe und Dauer der Absenkung. Zu letzterem ist anzumerken, dass die Absenkung hier mit dem Ziel getestet wird, zukünftig negative Regelleistung vorzuhalten und diese am Regelleistungsmarkt anzubieten. Ob und über welche Dauer tatsächlich negative Regelleistung abgerufen wird und damit tatsächlich eine Absenkung der Wärmeleistung erfolgen muss, ist von der konkreten Situation der Stromversorgung und des Regelleistungsmarktes abhängig. Bisherige Erfahrungen und Erkenntnisse in anderen Projekten zeigen jedoch, dass ein tatsächlicher Abruf von Regelleistung über einen Zeitraum von vier Stunden derzeit sowie kurz- und mittelfristig eher die Ausnahme sein wird, so dass ein Regelleistungsabruf wenn überhaupt, dann nur für kürzere Zeitintervalle zu erwarten ist.

Für eine ökologische Bewertung einer zukünftigen Absenkstrategie sollte deshalb systematisch durch Feldteste, Simulationen und Hochrechnungen quantifiziert werden, welche Netto-Wärmemengenreduktion durch die Absenkstrategie zu erwarten ist. Wie sich der Regelleistungsabruf in einer weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung darstellt, müsste in diesem Zusammenhang ebenfalls modellgestützt quantifiziert werden.

1. Die Feldteste zeigten weiterhin, dass es durch Absenkung der Vorlauftemperaturen aus regelungstechnischen Gründen zu einem Volumenstromanstieg im Sekundärnetz und in den Heizkreisen und damit zu einer **Erhöhung des Stromverbrauchs der Sekundärnetzpumpen während der Absenkphasen** um ca. 85% kam (siehe Abbildung 128: Leistungsverlauf der Sekundärnetzpumpen). Unter der Annahme, dass Absenkvorgänge wie geplant zur Bereitstellung negativer Regelleistung dienen, kann davon ausgegangen werden, dass zur Zeit der Absenkung (= Zeit erhöhten Pumpstromverbrauchs) überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien verfügbar ist. Somit kann in erster Näherung davon ausgegangen werden, dass der **Mehrverbrauch an Pumpstrom keine zusätzlichen CO_2-Emissionen verursacht**.

2. Die Absenkvorgänge an der WÜS ziehen eine Verringerung der aus dem Kraftwerksprozess ausgekoppelten Wärmeleistung nach sich. Wie in vorstehenden Kapiteln dargestellt, führt eine Absenkung der Fernwärmeleistung des Kraftwerks zu einer Verringerung des Brennstoffnutzungsgrades. So sinkt bei einer Reduktion der Fernwärmeleistung um ca. 15% (von 240 MW auf 200 MW) der Brennstoffausnutzungsgrad von 89% auf 87,5% (vgl. Abbildung Brennstoffnutzungsgrad in Abhängigkeit zur erzeugten Leistung). **Der Brennstoffeinsatz pro Energieeinheit Fernwärme erhöht sich** um ca. 1,5% im Fall einer Absenkung der Wärmeleistung um 15% gegenüber dem Betrieb ohne Absenkung.

3. Eine **Gesamtbilanzierung der Effekte** aus 1. und 2. ist im Rahmen dieses Projektes aufgrund der unvollständigen Datenbasis **nicht möglich** und wäre aufgrund des exemplarischen Charakters der Feldteste mit einer noch nicht optimierten Absenkstrategie auch nicht aussagekräftig.

4. Ein weiterer Effekt, der aufgrund des exemplarischen Charakters der Feldteste und der o.g. weiteren Randbedingungen nicht quantifizierbar ist, besteht in der **Substitution des fossil erzeugten Stroms** der hier betrachteten KWK-Anlage **durch Strom aus erneuerbaren Energien infolge des Absenkbetriebs**: Durch Absenkung der Wärmeleistung an der WÜS wird die Wärme- und Stromerzeugung des Heizkraftwerks verringert, so dass statt dessen Strom aus erneuerbaren Energien ins Netz eingespeist werden kann. In welchem Umfang dabei die verringerte fossile Stromproduktion durch erneuerbaren Strom ersetzt wird oder damit auf eine geringe Stromnachfrage reagiert wird, war nicht Gegenstand der hier durchgeführten Untersuchungen

Ein letzter Ansatzpunkt für mögliche positive Umwelteffekte ergibt sich außerhalb der Aufgabenstellung der Feldteste und dieses Projektes aus den Auswertungen des GVZ (vgl. Abbildung Gebäudeversorgungszustand mit Außentemperatur). Diese zeigen für einige exemplarisch betrachteten Zeiträume in der Übergangsperiode (April und Mai) durchgängig hohe Werte des GVZ, die auf eine erhebliche thermische Überversorgung der Gebäude schließen lassen. Dies ist ein Indiz, dass durch eine regelungstechnische Optimierung der Fernwärmeversorgung Brennstoffeinsparungen erzielt und damit CO_2-Emissionen vermieden werden könnten. Welche konkreten Maßnahmen dazu ergriffen werden müssten, wurde nicht untersucht, da es außerhalb der Aufgabenstellung des Projektes lag.

8.6 Ergebnisse BHKW

Ähnlich wie im Versuch WÜS fand auch der Versuch im Heizhaus Kurparkstraße gestaffelt statt. Die verschiedenen Phasen sind nachfolgender Grafik zu entnehmen.

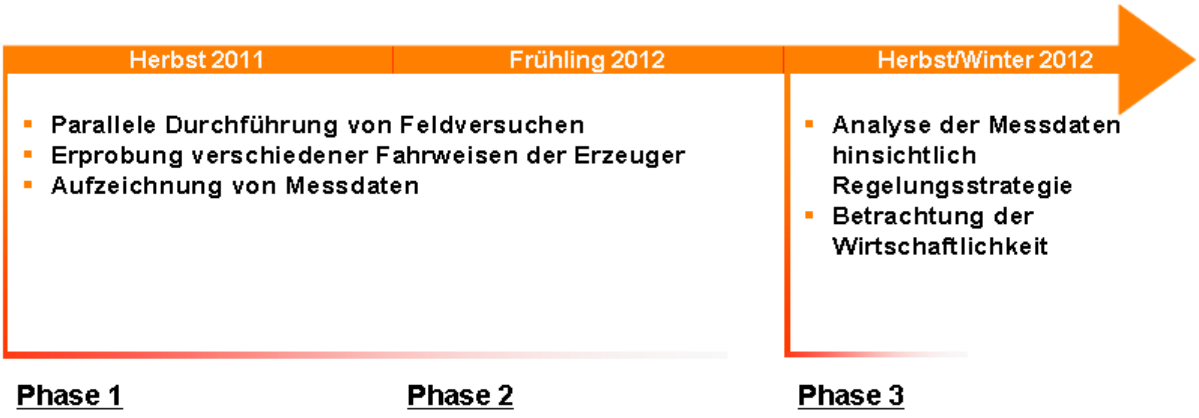


Abbildung 140: Phasen des Versuchs Heizhaus Kurparkstraße

8.6.1 Technik

Anlagen

Im Rahmen des moma-Projektes wurde ein bestehendes Heizhaus mit 2 Gaskesseln mit zusätzlichen Wärmeerzeugern um weitere Wärmeerzeuger ergänzt (2 BHKWs (Nennleistung von jeweils 30 $kW_{therm.}$) und 2 Wärmespeichern mit jeweils 2 Elektroheizpatronen).

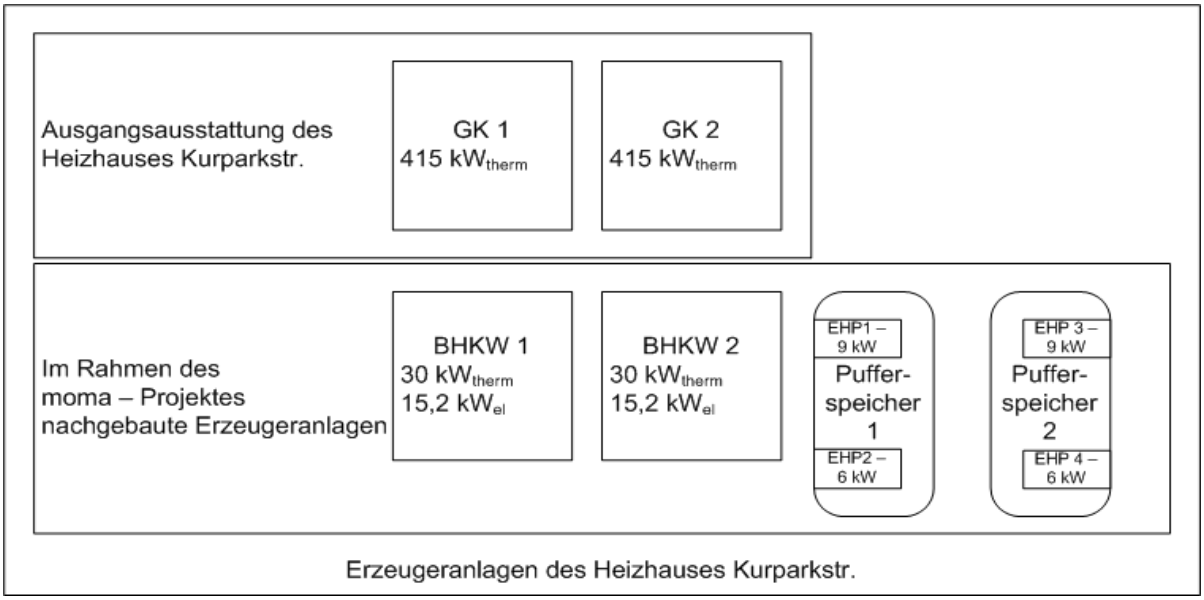


Abbildung 141: Erzeugeranlagen des Heizhauses Kurparkstraße

Messpunkte und Datenorganisation

Auf dem installierten Verteilnetzserver wurden, wie in nachfolgender Abbildung schematisch dargestellt, von den 4 Wärmemengenzählern (WMZ), den 3 Elektrozählern (EZ) und den Temperaturfühlern des Heizhauses sowie von den 2 WMZ`s, den 3 Elektrozählern und den Temperaturfühlern des Schulgebäudes die 15-minütigen Werte gespeichert. Die Daten wurden an einen Evaluierungsserver gesendet und von diesem zentral weiter verarbeitet. Diese Daten waren für die Evaluierung nur begrenzt tauglich. Daher wurden die Messwerte für den Evaluierungsprozess direkt vom Verteilnetzserver abgegriffen und aufbereitet. Weiterhin wurde zusätzlich temporäre „stand alone“ Messtechnik installiert, welche die erforderliche Datenbasis komplettierte.

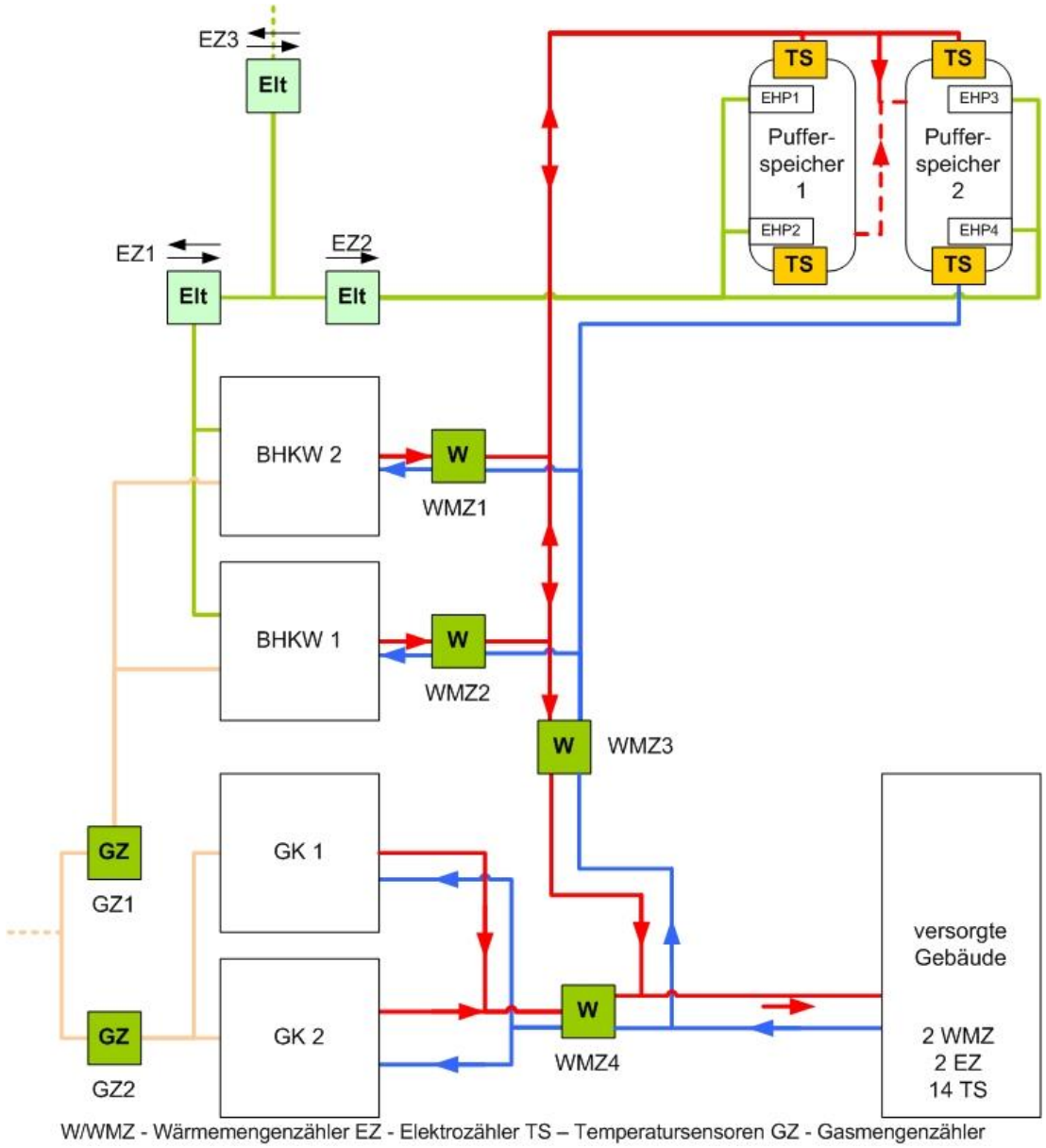


Abbildung 142: Messpunkte Heizhaus Kurparkstraße

Fahrpläne

Für die Testanlage wurden im Rahmen einer Diplomarbeit sechs mögliche Fahrplanstrategien definiert (siehe Tabelle Fahrpläne). Strategie 1 ist der Standardfahrplan, welcher im „normalen Betrieb“ Anwendung findet, d.h. Grundversorgung durch die BHKW’s und kaskadierte Zuschaltung der Gaskessel. Die Elektroheizpatronen kommen in dieser Strategie aufgrund der Dimensionierung des Gaskessels nie zum Einsatz, da dieser in der Lage ist, die nachgelagerten Gebäude alleine zu versorgen. Im Versuchsfall kommen Strategie 5 und ihr vorgelagert Strategie 2 zum Einsatz. Strategie 2 ist eine „Trickvariante“, um ein Zuschalten der Elektroheizpatronen in Strategie 5 zu erzwingen. Es wird nur noch das halbe Speichervolumen zur Verfügung gestellt, so dass in Strategie 5 mindestens ein Speicher durch die Elektroheizpatronen wieder gefüllt werden muss. Strategie 5, auch Testlauf genannt, ist der Betriebsmodus, wo die Wärmebereitstellung mittels Heizpatrone (Strom) maximiert wird. Allerdings reicht in der Regel die

Wärmeproduktion für das nachgelagerte Inselnetz nicht aus, sodass die Gaskessel parallel mitlaufen (siehe nachfolgende Abbildung).

Strategie	Zuschaltreihenfolge Erzeuger			Speicherumschaltrelais
	1	2	3	Stellung Drei-Wege-Ventil
1	BHKW	GK	EHP	Volles Speichervolumen
2	BHKW	GK	EHP	Halbes Speichervolumen (einen Speicher sperren)
3	GK	BHKW	EHP	Volles Speichervolumen
4	GK	BHKW	EHP	Halbes Speichervolumen (einen Speicher sperren)
5	EHP	GK	BHKW	Volles Speichervolumen
6	EHP	GK	BHKW	Halbes Speichervolumen (einen Speicher sperren)

EHP Elektroheizpatronen, GK Gaskessel, BHKW – Kraftwärmekopplung BHKW

Tabelle 59: Fahrpläne

Die Elektroheizpatronen werden während des Testlaufs trotz höchster Priorität nicht immer zugeschaltet. Ursache ist hierfür eine technologiebedingte Verknüpfung mit der Speichertemperatur von 70 °C. Sobald die Pufferspeicher eine höhere Temperatur haben, bleiben die Heizpatronen außer Betrieb.

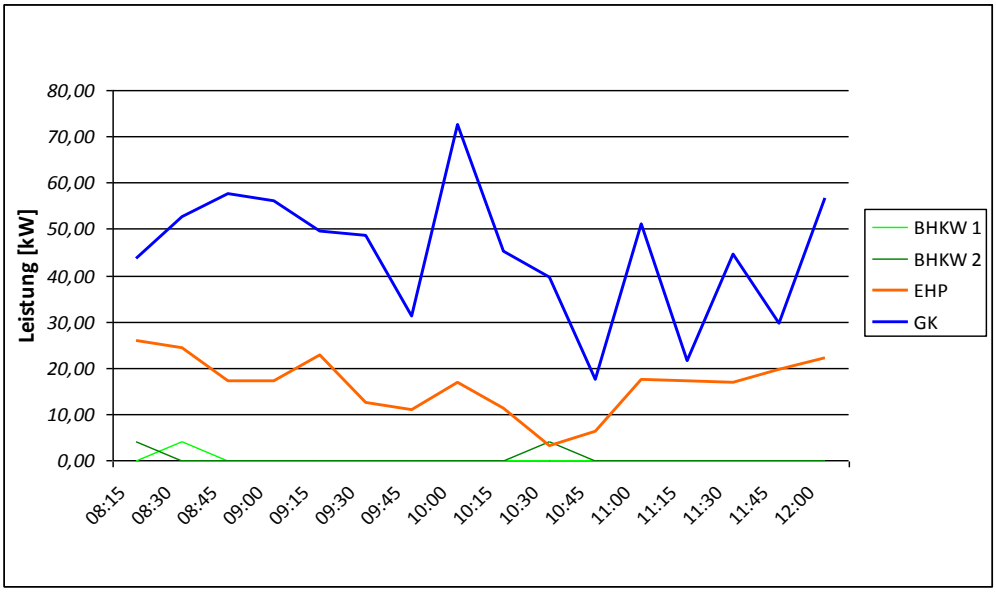


Abbildung 143: Leistungen der Erzeuger während des Feldtests

Plausibilisierung der Messergebnisse, Bildung Ersatzdaten

Die Messwerte des Wärmemengenzählers 4 sind, durch die zu messende geringe Anlagenleistung, mit einem sehr großen Digitalisierungsfehler behaftet. Dadurch müssen Ersatzwerte durch Hochrechnungen des verbrauchten Erdgases ermittelt werden. Die Auflösung des Gasmengenzählers 2 ermöglicht es, die

Granularität des Wärmemengenzählers 4 um 2 Nachkommastellen zu verbessern. Hierbei wurde ein Mittelwert über 1 Quartal errechnet (siehe Formel).

$$\frac{\sum_{Quartal} Q_{WMZ4}}{\sum_{Quartal} V_{GZ2}} = \frac{kWh}{m^3} \rightarrow \frac{kWh}{m^3} * V_{GZ2_im_Zielzeitraum} = Q_{WMZ4neu}$$

Auswertung Temperatursensoren

Zur Bewertung von Behaglichkeitsverlusten wurden in der dem Nahwärmenetz zugehörigen Grundschule 14 Temperatursensoren über alle Etagen (4x Erdgeschoss, 5x 1. Obergeschoss, 5x 2. Obergeschoss) verteilt. Diese wurden vorwiegend in den als kritisch angesehenen Räumen installiert, d.h. Zimmer mit vielen Außenwänden (siehe nachfolgende Abbildung).

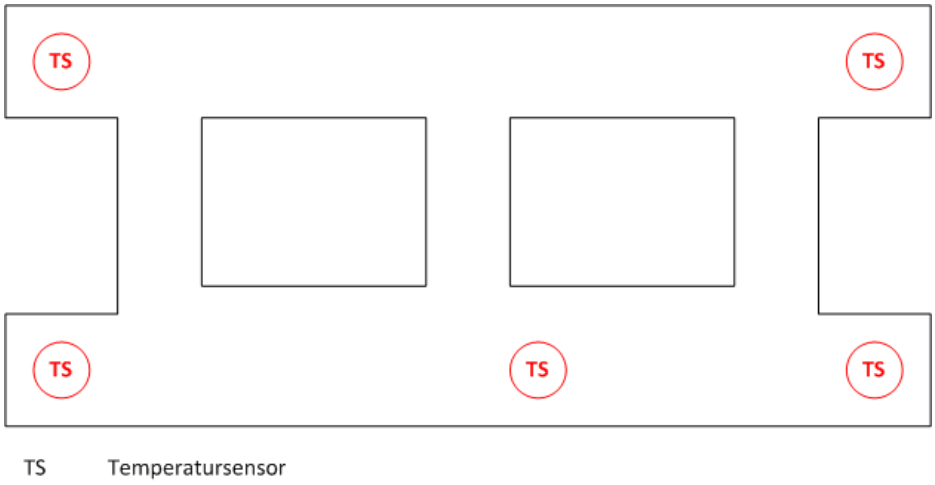


Abbildung 144: Grundriss Grundschule

Durch den zusätzlichen Gaskesselbetrieb, auch in Strategie 5, war die Wärmeproduktion jederzeit in benötigter Menge sichergestellt. Eine Unterversorgung des Inselnetzes war damit ausgeschlossen. Der nachfolgenden Abbildung ist das Temperaturverhalten von 11 Sensoren zu entnehmen. Einige der Sensoren brachten aufgrund der kabellosen Kommunikation immer wieder eine hohe Dichte an interpolierten Werten und wurden von der Untersuchung ausgeschlossen. Wie zu sehen ist, haben sich die Temperaturwerte während des Versuches nicht zum Negativen entwickelt. Zu beachten ist dabei aber, dass die Änderung der Erzeuger immer im Schulbetrieb stattfand. In wie fern die Räume zu den Zeiten auch genutzt wurden, ist nicht belegt.

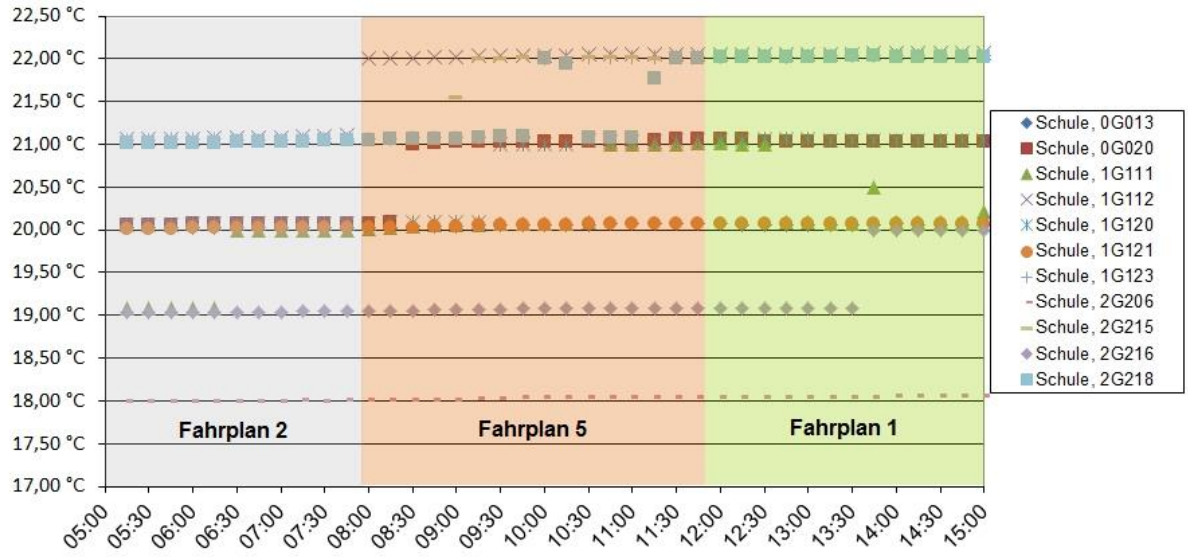


Abbildung 145: Diagramm Temperatursensoren zum Versuch

Bewertung der Messergebnisse in Bezug auf Trinkwasserhygiene

Der vorstehend geschilderte Sachverhalt, dass grundsätzlich die Kombinationen der Wärmeerzeuger in der Lage sind, das nachgelagerte Nahwärmenetz zu versorgen, führt dazu, dass es neben keinerlei Einbußen bei den Raumtemperaturen auch zu keinen Wärmeeinbußen bei der Warmwasserbereitstellung kam. Ein negativer Einfluss auf Trinkwasserhygiene (Legionellen) konnte während der Testläufe ausgeschlossen werden (nachfolgende Abbildung).

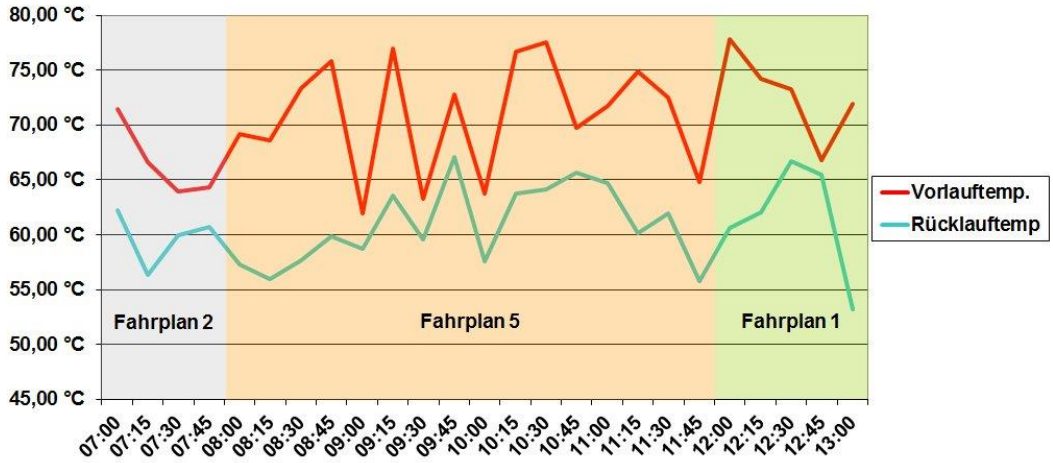


Abbildung 146: Vor- und Rücklauftemperaturen Versuch

8.6.2 Akzeptanz

Vom Versuch BHKW betroffen ist ein komplettes Nahwärmenetz mit einer Grundschule, Turnhalle und einem Wohngebäude/Villa. Auf eine Information des Endkunden über die geplanten, temporären Erzeugerwechsel wurde auch hier verzichtet, um etwaige Placeboeffekte zu vermeiden. Der Gebäudeeigentümer der großen Liegenschaft, hier die Landeshauptstadt Dresden, wurde über die

geplanten Untersuchungen informiert und hat seine Zustimmung erteilt. Zur Detektion von Behaglichkeitsverlusten durch den Versuch wurden in der Grundschule 14 Temperatursensoren installiert (siehe Punkt Auswertung Temperatursensoren). Des Weiteren wurden Beschwerden durch Kunden in der zentralen DREWAG-Leitstelle für Wärme erfasst. Wie vorstehendem Gliederungspunkten zu entnehmen ist, ist ein Einfluss der Änderung der Wärmeerzeuger (Elektroheizpatrone in Kombination mit dem Gaskessel anstatt BHKW in Kombination mit dem Gaskessel) nicht nachzuweisen, da das Nahwärmenetz zu jedem Zeitpunkt mit ausreichend Wärme versorgt wurde. Es wurden keine Beschwerden durch die Leitstelle aufgenommen, die im Zusammenhang mit Behaglichkeitsverlusten des Kunden standen.

8.6.3 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen beschränken sich auf eine Energie-/Brennstoffkosten Analyse. Dabei wird von der Voraussetzung ausgegangen, dass es sich hierbei um einen gewerblichen Großverbraucher handelt, welcher Gas und Strom zu Marktpreisen bezieht. Des Weiteren wird vorausgesetzt, dass die Präqualifikationsanforderungen für die Teilnahme am (negativen) Regelenergiemarkt erfüllt sind. Als Basis für die Betrachtung wurden 10 Testläufe mit 10 Referenztagen (jeweils 8 – 12 Uhr) verglichen, bei denen die mittlere Außentemperaturdifferenz 1,5° K nicht überschritten wurde.

	Referenztage	**Testlauftage**
Gesamterzeugung Wärme	5371,64 kWh_{therm}	5.829,46 kWh_{therm}
Gesamtbezug Strom	0,00 kWh_{el}	1.037,77 kWh_{el}
Gesamteinspeisung Strom	1.079,05 kWh_{el}	0,00 kWh_{el}
Gesamtbezug Gas	782,70 m^3	593,90 m^3

Tabelle 60: Erzeugte und verbrauchte Energie/Energieträger im Betrachtungszeitraum

Kosten für die eingesetzten Energieträger

	Referenztage	**Testlauftage**
Kosten		
Strombezug	0,00 €	149,54 €
Gasverbrauch	362,76 €	300,41 €
Erträge		
Stromlieferung	110,30 €	0,00 €
Stromeigenverbrauch	12,53 €	0,00 €
Gesamtkosten	239,93 €	449,95 €

Tabelle 61: energetische Kostenbilanz

Kosten für die Erzeugung von 1 kWh thermischer Energie

	Referenztage	Testlauftage
Kosten je kWh Wärme	0,0447 €	0,0772 €

Tabelle 62: Kosten für die Erzeugung von 1 kWh Wärme

Hier wird ersichtlich, dass die Erzeugungskosten für die Produktion von einer kWh Wärme im Szenario 1, gegenüber dem Testlauf – Szenario 5, um 3,25 Cent geringer ausfallen. Diese kostenerhöhte Wärmeproduktion der Versuchskonfiguration erfordert eine Zwangsvermarktung des zusätzlichen Strombezuges, z.B. auf dem negativen Regelenergiemarkt.

Als Basis für die Berechnung wurde ein Mittelwert des Arbeitspreises über den Zeitraum der Testlauftage, für Angebote mit Zuschlag und Abnahme, des Minutenreservemarktes gebildet. Dies soll Tagespreisschwankungen bestmöglich ausgleichen. Der Leistungspreis, welcher eine Vergütung für die Vorbehaltung der angebotenen Leistungsabnahme darstellt, wurde entsprechend der Anlagengröße der Elektroheizpatronen mit 30 kW (2x6 kW + 2x9 kW) angesetzt.

	Referenztage	Testlauftage
Kosten		
Strombezug	0,00 €	149,54 €
Gasverbrauch	362,76 €	300,41 €
Erträge		
Stromlieferung	110,30 €	0,00 €
Stromeigenverbrauch	12,53 €	0,00 €
Regelenergieerlös LP + AP	0,00 €	8,55 €
Gesamtkosten	239,93 €	441,40 €

Tabelle 63: energetische Kostenbilanz mit Regelenergievermarktung

Auch unter Einbeziehung der Regelenergievermarktung verschiebt sich die Kostenstruktur nicht zugunsten des Versuchsbetriebes.

An den Versuchstagen wurde nur ein Regelenergieblock abgerufen der daraus erzielte Arbeitspreis ist gering. Durch eine Teilnahme an allen 6 Zeitblöcken hätte ein höherer Regelenergieerlös erzielt werden können.

	Referenztage	Testlauftage
Kosten je kWh Wärme	0,0447 €	0,0757 €

Tabelle 64: Kosten für die Erzeugung 1. kWh Wärme mit Regelenergievermarktung

8.6.4 Ökologische Bewertung

Im Feldtest BHKW Objektversorgung Heizhaus Kurparkstraße ist es wie auch im Feldtest WÜS das Ziel, negative elektrische Regelleistung am Regelleistungsmarkt anzubieten, vor allem in Zeiten eines hohen Stromangebots aus erneuerbaren Energien bei gleichzeitig geringer Stromnachfrage. Dies geschieht in beiden Fällen durch Reduktion der KWK-Stromerzeugung (Verringerung der Fernwärme- und damit auch der Stromerzeugung im Heizkraftwerk bzw. Abschaltung der BHKW im Heizhaus Kurparkstr.). Im Feldtest BHKW wird gleichzeitig die zu dieser Zeit fehlende Wärmeproduktion der BHKW durch Wärmebereitstellung durch zwei Elektroheizpatronen übernommen. Dies entspricht einer zusätzlichen negativen elektrischen Regelleistung. Während im Feldtest WÜS die Gebäudemasse der mit Fernwärme belieferten Gebäude als Pufferspeicher genutzt wird, verfügt das Heizhaus Kurparkstraße im Feldtest BHKW über zwei Wärmepufferspeicher, in denen wahlweise Wärme der BHKWs, der Elektroheizpatronen oder der Gasheizkessel gespeichert werden kann. Wenn negative Regelleistung der Elektroheizpatronen abgerufen wird, muss deshalb sichergestellt sein, dass entsprechende Kapazität im Pufferspeicher verfügbar ist. Da der elektrische Regelleistungsabruf i.d.R. in lastschwachen Zeiten zwischen 0 und 6 Uhr erfolgt, wenn auch keine Wärmenachfrage seitens der Schule erfolgt, wurde einer der Pufferspeicher frei gehalten.

Auch für den Feldtest BHKW kann nur eine exemplarische Bilanzierung der CO_2-Emissionen des Feldtestsbetriebs gegenüber dem Normalbetrieb vorgenommen werden, die nur für die spezifischen Randbedingungen des Heizhauses, des Feldtests-Designs, der Nachfragestruktur des spezifischen Objektes (Schule, Turnhalle, Villa) und für die ausgewählten Feldteststage, die ausschließlich in der Übergangsperiode lagen, gelten. Eine Verallgemeinerung dieser Quantifizierung, z.B. eine Hochrechnung auf Deutschland oder eine zeitliche Extrapolation auf 2020 oder 2030 wäre nur mit weiteren Feldtesten, Modellierung, Simulation, Sensitivitätsanalysen und Szenarienableitung möglich, die im Rahmen dieses Projektes nicht geleistet werden können.

Da im Feldtest BHKW anders als im Feldtest WÜS keine Absenkung der Wärmeabgabe beim Wärmeabnehmer erfolgt, entfällt auch das damit verbundene Wärmeeinsparpotenzial.

Ausgangspunkt der CO_2-Bilanz für das Heizhaus ist Tabelle 65, in der jeweils die Energiebilanz für Wärme und Strom für zehn ausgewählte Feldtesttage, jeweils für den Zeitraum von 8.00 – 12.00 Uhr den gleichen Zeiträumen an zehn Referenztagen (Normalbetrieb, nahezu gleiche Außentemperatur und damit anzunehmende ähnliche Struktur der Wärmenachfrage) gegenübergestellt werden. Der Heizwert von Erdgas beträgt rund 9,8 kWh/m^3 und die spezifischen CO_2-Emissionen rund 0,2 kg/kWh. Damit ergeben sich für die betrachteten Zeiträume die in der Tabelle angegebenen CO_2-Emissionen des verbrauchten Erdgases. Der CO_2-Ausstoß des eingespeisten bzw. bezogenen Stroms wird mit dem CO_2-Faktor des deutschen Strommixes 2011 berechnet (0,5 kg/kWh gemäß Stromkennzeichnung), weil ein offizieller Wert für das Jahr 2012 derzeit noch nicht veröffentlicht ist.

	Referenztage	Testlauftage
Gesamterzeugung Wärme	5.371,64 kWh_{therm}	5.829,46 kWh_{therm}
Gesamtbezug Strom	0 kWh_{el}	1.037,77 kWh_{el}
Gesamteinspeisung Strom	1.079,05 kWh_{el}	0 kWh_{el}
Gesamtbezug Gas	782,70 m^3	593,90 m^3
CO_2-Emissionen verbrauchten Gases	1.529 kg	1.160 kg
CO_2-Emissionen Strom (Strommix D 2011)	-543 kg	522 kg
Gesamte anzurechnende CO_2-Emissionen (Strommix D 2011)	987 kg	1.682 kg
CO_2-Emissionen Strom (Strommix D 2030)	-275 kg	264 kg
Gesamte anzurechnende CO_2-Emissionen (Strommix D 2030)	1.254 kg	1.425 kg
Gesamte CO_2-Emissionen bei CO_2-freiem Strommix (in Zeiten erneuerbarer Stromüberschüsse)	1.529 kg	1.160 kg

Tabelle 65: Energie- und CO2-Bilanz für zehn exemplarische Feldtestszeiträume im Vergleich mit Referenzzeiträumen (Normalbetrieb)

Die CO_2-Bilanz der zehn exemplarischen Feldtests-Zeiträume zeigt im Vergleich mit den Referenz-Zeiträumen zusätzliche CO_2-Emissionen von 696 kg. Das entspricht einem Mehr-Ausstoß von 71% im Feldtest durch den Einsatz von Strom des deutschen Durchschnittsmixes und durch den Wegfall der Stromeinspeisung des BHKW und der damit verbundenen Substitution von Strom des Durchschnittsmixes. Auch wenn der veränderte Durchschnitts-Strommix des Jahres 2030 mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien gemäß BMU Leitszenario 2011 angenommen wird, sind die Testlauftage in der Gesamtbilanz mit einem höheren CO_2-Ausstoß verbunden.

Für den Fall, dass die Elektroheizpatronen nur in Zeiten mit Überschussstrom aus erneuerbaren Energien eingesetzt werden, sind die CO_2-Emissionen für Strom entsprechend zu Null zu setzen. Damit ergibt sich im Vergleich mit dem Referenzzeitraum eine Verringerung des CO_2-Ausstoßes in den zehn exemplarischen Feldtestszeiträumen von insgesamt 369 kg (entspricht -24%).

Der Vergleich der beiden CO_2-Bilanzen macht deutlich: Es muss technisch sichergestellt werden, z.B. durch ein direktes Signal des Netzbetreibers, dass die Elektroheizpatronen nur mit überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden, um eine Verringerung der CO_2-Emissionen zu garantieren. Eine Steuerung über den Börsenstrompreis kann dies nicht garantieren, da in Schwachlastzeiten bei gleichzeitig hohem Angebot an Braunkohlestrom sehr niedrige Börsenpreise auftreten können. In solchen Fällen wäre der Betrieb der Elektroheizpatronen möglicherweise wirtschaftlich, aber ökologisch kontraproduktiv.

Bei Teilnahme am Regelenergiemarkt hat der Betreiber des Heizhauses keinen Einfluss darauf, welche CO_2-Emissionen der Strommix zur Zeit des Regelenergieabrufs aufweist. Es kann deshalb keine Aussage getroffen werden, ob der Einsatz der Elektroheizpatronen zur Bereitstellung negativer Regelleistung zu einer Erhöhung oder Verringerung der CO_2-Emissionen führt.

8.7 Übertragbarkeit der IT-Architektur

Die für den Feldtest in Mannheim entwickelte Architektur sollte auch im Feldtest in Dresden zum Einsatz kommen, um nachzuweisen, dass die genutzten Komponenten und deren Kommunikationsstrukturen übertragbar sind. Das Design orientiert sich an den in Mannheim etablierten Strukturen.

In Dresden wurden zwei Verteilnetzzellenserver mit den etablierten Elementen installiert. Als übergeordnete Einheit wurde die in Mannheim schon genutzte Systemzelle verwendet und um Funktionalitäten für Dresden erweitert. Ebenso wurden in alle Modellebenen weitere Funktionalitäten implementiert, um die für Dresden definierten Anforderungen abzubilden. Mit Beginn der zweiten Testphase konnte die Architektur partiell (Messdatenerfassung) und mit dem Beginn der dritten Testphase komplett genutzt werden.

In Dresden wurden neben den Stromzählern alle weiteren Hauptmedienzähler vor Ort, so wie im Feldtest BHKW ergänzend die Temperatursensoren mitausgelesen. Es konnte nachgewiesen werden, dass eine Vielfalt an verschiedenen Messtechniken erfasst werden kann. Die Medienzähler wurden dabei über kabelgebundenen und kabellosen M-Bus so wie die Schnittstelle RS485 erfasst und an die bidirektionale Kommunikationseinheit (BDKE) übermittelt bzw. durch diese abgefragt. Über Breitbandpowerline kommunizierten die BDKEs mit den Verteilnetzzellenservern und weiter zur Systemzelle. Bis zu einem definierten Übergabepunkt in das Internet wurde die DREWAG eigene Infrastruktur zur Kommunikation genutzt.

Der grundsätzliche Aufbau des zellularen moma-IT-Architekturansatzes konnte im Feldtest Dresden ohne größere Anpassungen übernommen und weitestgehend problemlos betrieben werden.

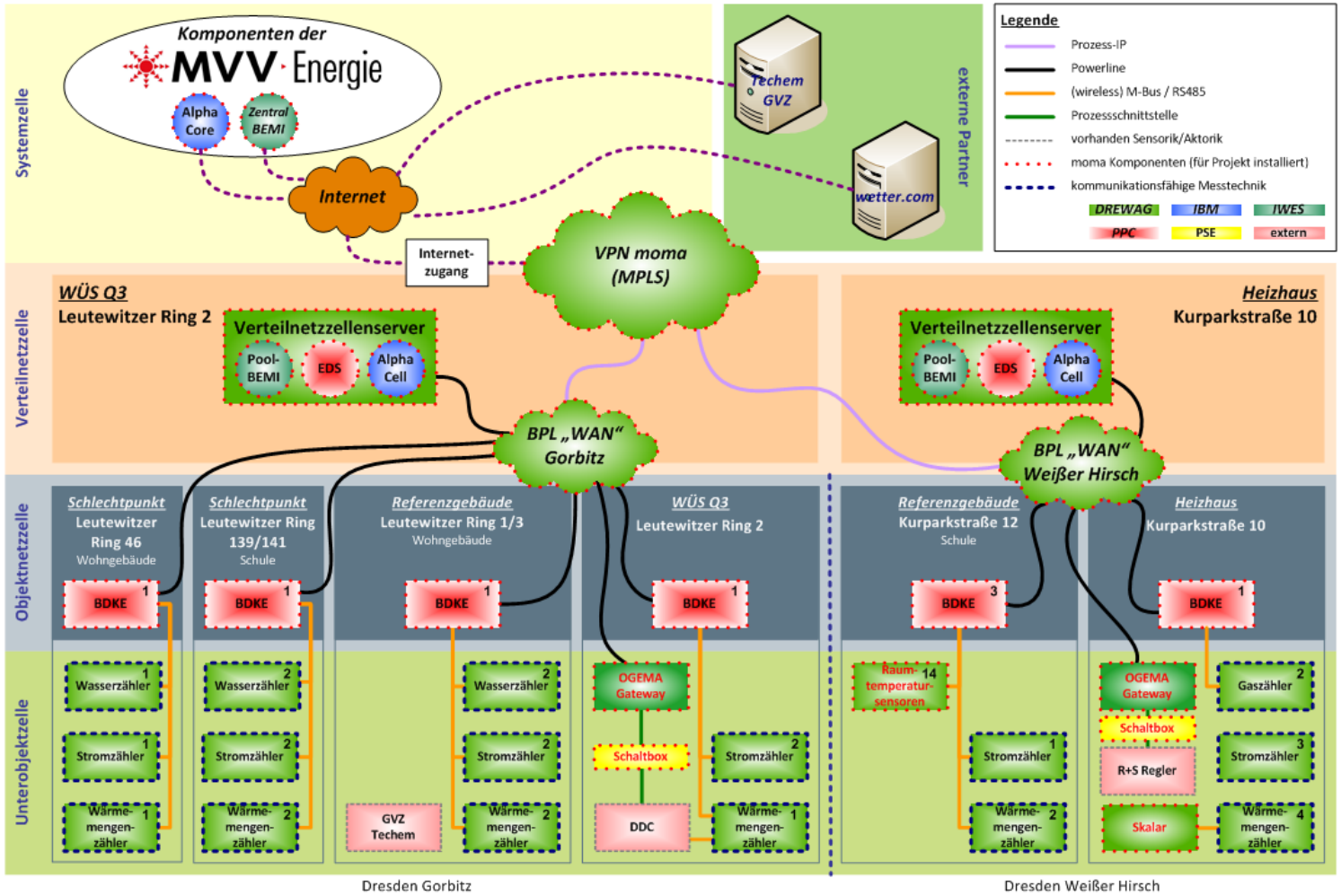


Abbildung 147: moma-IT-Architektur in Dresden

8.8 Zusammenfassung des Feldtest Dresden

Ziel des Dresdner Feldtestes war es unter anderem die Ergebnisse Studie der Technischen Universität Dresden zur thermischen Trägheitsreserve von Gebäuden in der Praxis zu überprüfen. Die Studie besagt, dass es bei einer temporären Unterversorgung eines Gebäudes nicht zu Behaglichkeitseinbußen, d.h. bemerkbaren Wärmedefiziten, kommt. Basis dafür bildet durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Wärme mit der Zielstellung bei Bedarf die Produktion von Wärme zu senken, was im Nachgang auch weniger produzierter Strom heißt. Dieses Potenzial kann an Märkten, bspw. als negative Regelenergie, vermarktet werden.

Darüber hinaus sollte der Feldtest in Dresden zeigen, ob die für den Feldtest in Mannheim entwickelte Smart-Grid-IT-Architektur prinzipiell, wie geplant auch für andere Energienetz-Regelungen nutzbar ist.

Der Feldtest Dresden hat sich in zwei Teile unterteilt. Zum einen wurde an einer Wärmeübergabestation mit nach gelagertem Sekundärnetz, welches durch das zentrale KWK-Kraftwerk versorgt wird, eine temporäre Wärmeleistungsreduktion vorgenommen und zum anderen an einem Inselwärmenetz die Wärmeerzeugung der Blockheizkraftwerke temporär durch Elektroheizpatronen substituiert. Im Ergebnis des Dresdner Feldtestes konnte nachgewiesen werden, dass das Vorgehen grundsätzlich durchführbar ist, ohne eine Behaglichkeitseinbuße oder Akzeptanzprobleme beim Kunden zu verzeichnen. Als begrenzende Parameter konnte im Feldtest WÜS die Trinkwasseraufbereitung identifiziert werden. Auf Basis der gesetzlichen Regelungen darf diese 60°C nicht über längere Zeit unterschreiten. Für weitere Untersuchungen empfiehlt es sich, die (thermische) Belastung der technischen Anlagen detaillierter zu untersuchen und optimierte Fahrweisen zu entwickeln, da es auf Basis der Feldteste zu deutlichen Mehrbelastungen kam. Der Feldtest BHKW konnte ohne Probleme durchgeführt werden, da hier eine Versorgung mit Wärme stets in voller Höhe gegeben war, da nur die Art der Erzeugung der Wärme unterschiedlich gewesen ist.

Prinzipiell lässt sich sagen dass die in Dresden durchgeführten Versuche die Studie der Technischen Universität Dresden mit Praxisbeispielen untersetzen und Potenziale zur Wärmelastverschiebung aufzeigen. Diese sollten aber noch detaillierter untersucht werden, bevor verallgemeinerbare Aussagen zur Bewertung der ökonomischen und ökologischen Wirkungen getroffen werden können. Ebenso konnte nachgewiesen werden, dass die in im Projekt Modellstadt Mannheim entwickelte IT-Architektur in der Praxis auf verschiedene Regelungsaufgaben im Zusammenhang mit Smart-Grid-Aufgaben übertragbar ist.

9 Ausblick[230]

Die zukünftigen Herausforderungen an das Energiesystem im Rahmen einer volatilen, zunehmend dezentralen Energiegewinnung unter hoher Beteiligung der Prosumenten führen zu einer wachsenden Komplexität, deren Beherrschung neue Markt- sowie Netzführungsmechanismen erfordert. Diesen Mechanismen kommt insbesondere die Aufgabe zu, Energieflüsse flexibel zu steuern. Flexibilitäten werden dabei insbesondere durch Erzeugungs- und Verbrauchssteuerung, durch Speichereinsätze, mittels Export- und Importmechanismen zwischen Netzgebieten und Netzhierarchien sowie durch gemeinsame Steuerung von Elektrizität und angrenzenden Energieinfrastrukturen wie Wärme und Gas erschlossen. Smart Grids, also intelligente Energienetzwerke, bilden die dafür notwendige Plattform aus Informations- und Kommunikationstechnologie zur Vernetzung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung sowie zur Abstimmung zwischen Netz und Markt.

Das E-Energy-Projekt moma widmete sich insbesondere der Definition einer Architektur der IKT-Infrastruktur für Smart Grids und der zum Aufbau von Smart Grids notwendigen Rolle sowie der Erschließung von Flexibilitäten durch die anreizbasierte Verbrauchssteuerung, durch Nutzung von thermischen Potentialen in Gebäuden sowie durch zellulare Netzführungsmechanismen auf Grundlage einer verteilten Automatisierung in Interaktion von Netz, Markt und Liegenschaften.

Im Rahmen der Definition der Smart Grid-Architektur in moma wurde eine Untersuchung zur Sicherstellung von Informationssicherheit geführt, um im Projekt erste Maßnahmen zur Gewährleistung der Informationssicherheit zu ergreifen. Dabei ist es unter dem Gesichtspunkt einer vernetzten kritischen Infrastruktur notwendig, Sicherheit nicht nur an einzelnen Komponenten zu gewähren, sondern im Rahmen von Ende-zu-Ende-Sicherheit sowie Datenschutz-im-Entwurf-Konzepten ein gegen Angriffe widerstandsfähiges System zu implementieren. Grundlage wurden unter Mitarbeit des moma-Projektes bei der Erstellung des BSI-Schutzprofiles für das Smart Meter Gateway sowie in der Arbeitsgruppe Security innerhalb des europäischen Smart Grid Mandats M/490 gelegt. Auf Grundlage der vom BMWi beauftragten Sicherheitsstudie werden entsprechende Konzepte erweitert vorgeschlagen, um die Grundlage für den Erlass von Richtlinien bei der Implementierung von Smart Grids zu schaffen. Im Rahmen neuer Forschungsprojekte auf Basis der Ausschreibung „Zukunftsfähige Stromnetze“ gilt es, Konzepte für Netze zu entwickeln, die widerstandsfähig gegen Angriffe sind.

Flexibilität wurde in moma insbesondere im Rahmen der zellularen Netzführungskonzepte gestaltet. Dabei wurden im ersten Schritt insbesondere Konzepte zum dezentralen Energiemanagement in der Liegenschaft des Netznutzers als eigenständige Zelle untersucht. Weiterhin wurden Mechanismen zur automatisierten Netzführung und Abstimmung zwischen Netz und Markt innerhalb einer Niederspannungszelle, die mit automatisierten Mechanismen über Automaten in der Trafostation betrieben werden, entwickelt. In einem weiteren Schritt wurde auch die Interaktion von mehreren Automaten auf Niederspannungsebene untereinander sowie über die übergeordnete Mittelspannungsebene untersucht. Diese Methodik soll die Stabilität der Netzführung im Rahmen der zukünftigen hoch verteilten Erzeugung mit bidirektionalen Energieflüssen gewährleisten sowie durch Nutzung regionaler Angebote Netzausbau minimieren. In dieser Arbeit wurde aber die Hochskalierbarkeit dieser Methode noch nicht getestet. Deshalb sollten weitere Arbeiten diesen Aspekt untersuchen. Um die Tragfähigkeit solcher Konzepte im breiten Maßstab zu untersuchen, sind weitere Forschungsarbeiten durch die Simulation ganzer Verteilungsnetze über alle Spannungsebenen in Interaktion mit dem Übertragungsnetz notwendig. Dabei soll maximale Flexibilität

[230] Autor: Andreas Kießling

insbesondere durch die verbundene Steuerung von Elektrizität mit Wärme- und Gasnetzen und –speichern erreicht werden. Entsprechende Konzepte können im Rahmen der Ausschreibung für „Zukunftsfähige Stromnetze“ untersucht werden.

In der ersten Handlungsebene wurde die Entwicklung der Liegenschaft zur einer selbstoptimierenden Energiezelle auf Grundlage des bidirektionalen Energiemanagement Interfaces (BEMI) vorgenommen, dessen Kommunikations-Gateways und Diensteplattform mit dem Energiebutler implementiert wurde. Im moma-Projekt wurden dabei insbesondere Dienste auf Grundlage von variablen Tarifen zur anreizbasierten Steuerung von Haushaltsgeräten sowie zur Verbrauchsvisualisierung entwickelt. Eine weitgehende energetische Selbstoptimierung von Liegenschaften erfordert jedoch vollständige Mechanismen zur Erzeugungs- und Verbrauchssteuerung, zum gezielten Speichereinsatz, zur Überwachung und Steuerung mit Mess- und Stellmitteln, zur Prognostizierung und Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch sowie zur Bewertung externer Markt- und Netzinformationen. Dies erfordert aber auch die Definition und Anwendung von Normenprofilen für bestimmte Anwendungsszenarien zur Sicherstellung von Interoperabilität. Weiterhin erfordert dies zum Schutz der Privatsphäre neben den aktuellen Aktivitäten des BSI für ein Schutzprofil für das Smart Meter Gateway auch die Definition von Sicherheitsmaßnahmen für das Energiemanagement Gateway. Die nationale Smart Home-Plattform bietet die Grundlage zur Gestaltung des vernetzten Gebäudes und zu Fortschritten bei der Hausautomatisierung, um das Erzeugungs- und Verbrauchsmanagement in der Zukunft in die Breite führen zu können.

Die Systemausstattung mit Automaten als Vertreter von Netz- und Marktakteuren innerhalb der Trafostation wurde im moma-Projekt für zwei Mechanismen zur dezentralen Netzführung mit verteilter Intelligenz umgesetzt. Dies betrifft den Mechanismus zur Lastglättung im Niederspannungsnetz mittels variabler Netztarife über Day-Ahead-Mechanismen sowie die Spannungsregelung im Niederspannungsbereich durch die Beschaffung von Flexibilitäten am Intraday-Markt. Dies betrifft aber ebenso die erweiterte Untersuchung zur Machbarkeit einer Interautomaten-Kommunikation zwischen Netzbereichen mit verteilter Intelligenz. Damit erfolgte aber noch keine vollständige Untersuchung der für eine zellulare Netzführung notwendigen Mechanismen. Insbesondere soll das zellulare System autonome Mechanismen im Störungsfall ermöglichen, was noch in weiteren Forschungsarbeiten auszuprägen ist. Ebenso werden weitere Forschungen diese Ansätze über größere Netzbereiche sowie über alle Spannungsebenen sowie in der Interaktion von ÜNB und VNB untersuchen müssen. Ebenso gibt es heute noch keine eindeutige Antwort auf die Frage, wie der zur Erlangung von Flexibilitäten für das Netz am Energiemarkt notwendige Gelb-Mechanismus im Rahmen des BDEW-Ampelmodells zur Interaktion von Netz und Markt auszuprägen ist. Ansätze dazu wurden im VDE ITG-Positionspapier 2012 aufgezeigt[231]. Die moma-Empfehlung lautet: variable Netztarife. Weitere Studien werden zu einer Empfehlung an die Politik führen müssen. Eine Empfehlung zur Ausgestaltung eines Flexibilitätsmarktes wurde durch die VKU-Studie zum Marktdesign abgegeben.

Auf Grundlage der im moma-Projekt durchgeführten Feldtests zum Einsatz variabler Tarife konnten umfangreiche Erfahrungen zur Akzeptanz von variablen Tarifen, zur Verbrauchsreaktion auf Preisänderungen sowie zur Ausgestaltung der dafür notwendigen Technik gewonnen werden. Für die Zukunft gilt es weitere Kenntnisse zum Einsatz von variablen Tarifen im gewerblichen sowie insbesondere im industriellen Bereich zu gewinnen. Durch den Test der in moma entwickelten automatischen Steuerung der Haushaltsgeräte mittels Energiebutler und Schaltbox wurden technische Schwierigkeiten im Einsatz

[231] [VDE12] VDE – ITG-Fokusgruppe; Positionspapier - Energieinformationsnetze und –systeme; Teil A - Verteilungsnetzautomatisierung und Teil B – Geschäftsmodelle VNB; erschienen beim VDE-Verlag; Frankfurt; 10/2012

erkannt und weitestgehend behoben. Dennoch erschien die automatische Steuerung vielen der Teilnehmer als zu kompliziert. In der Folge wurde Lastverschiebung vorrangig auf Basis einer manuellen Verschiebung durchgeführt. Gleichzeitig war aber festzustellen, dass in den Zeiten, in denen die Feldtestteilnehmer vorrangig manuell verschoben, weil sie anwesend waren, hohe Preiselastizitäten bis zu 35 % erreicht wurden. Das Potential in den anderen Zeiten bleibt noch ungenutzt. Dies ist bei Abwesenheit des Kunden nur durch automatische Verschiebung zu erschließen. Aber auch das Kundenfeedback lässt darauf schließen, dass eine Teilnahme an variablen Tarifen nicht mit Komforteinschränkung oder durch zu komplizierte Bedienung verbunden sein darf. Insofern ist zu schlussfolgern, dass zukünftige Arbeiten für ein Energiemanagementsystem im Haushalt sich insbesondere auf die einfachste Nutzung konzentrieren müssen, um die Marktfähigkeit zu erlangen. Es besteht also der weitere Forschungsbedarf darin, zu untersuchen, wie optimal Steuerungen beim Endkunden gestaltet werden sollten. Hier ist die Entwicklung eines herstellerübergreifenden, offenen Standards zur Definition von Mindestanforderungen an eine geräteintegrierte Schnittstelle für Elektrogeräte anzustreben. Diese Schnittstelle muss von jedem Energiemanagementsystem mittels funkbasierter, verschlüsselter Datenübertragung nutzbar sein. Die Schnittstelle muss das Schalten der Geräte oder die Nennung von Schaltvorschlägen erlauben sowie eine Leistungsmessung und Temperaturmessung (im Falle von Kühl- bzw. Heizgeräten) oder Messung der Bereitschaft zum Einschalten bzw. Ausschalten (z.B. im Falle von Waschmaschinen) vorsehen. Ferner müssen die Elektrogeräte so gestaltet sein, dass deren sicherer Betrieb auch bei Fehlfunktion der Schnittstelle gewährleistet ist. Um die wirtschaftliche Nutzbarkeit variabler Tarife zu verbessern, ist durch weitere Arbeiten zu untersuchen, ob die Auslegung der Elektrogeräte entsprechend angepasst werden kann. Die wirtschaftliche Nutzbarkeit variabler Tarife erfordert aber auch Anpassungen im energiewirtschaftlichen Rahmen. Moma hat dazu Vorschläge getätigt. Die weitere gesellschaftliche Diskussion ist aber noch zu führen, um die Änderung der Rahmenbedingungen herbeizuführen.

Während der Einsatz von variablen Tarifen beim Endkunden in umfangreichen Feldtests untersucht wurde, war es die Aufgabe in moma, neue Formen der Energiebeschaffung im Umfeld variabler Tarife durch eine Handelssimulation sowie neue Formen der zellularen Netzführung durch die Simulation in einer Verteilungsnetzzelle sowie die Interautomatensimulation als Simulation mehrerer Verteilungsnetzzellen durchzuführen. In der Simulation einer Verteilungsnetzzelle wurde dabei insbesondere auf Basis des Day-Ahead-Mechanismus mit variablen Netztarifen sowie des Intraday-Mechanismus zur Spannungsregelung die Netzausbauvermeidung durch IKT-Einsatz im Mannheimer Netz im Erzeugungsszenario 2030 untersucht. Die Simulation mit dem Mannheimer Typennetz als stark vermaschtes Netz wurde ergänzt um eine Simulation mit einem vorstädtischen Strahlennetz. Auf dieser Basis wurde eine Hochrechnung auf das Erzeugungsszenario 2030 für Deutschland durchgeführt, um eine erste Abschätzung zur Netzausbauvermeidung durch IKT-Einsatz im Smart Grid durchführen zu können. Diese Hochrechnung konnte dabei nur zur Netzausbauvermeidung im Niederspannungsnetz durchgeführt werden, da hier der moma-Fokus mit den Netzzellen ansetzte. Die Simulation über mehrere Netzzellen zur Interautomaten-Kommunikation untersuchte im ersten Schritt nur die technische Machbarkeit und konnte damit noch nicht in eine ökonomische Ergebnisbetrachtung bezüglich anderer Spannungsebenen überführt werden. Damit ergibt sich weiterer Forschungsbedarf, in dem verschiedene repräsentative Netztypen über eine zellulare Gliederung im gesamten Netzgebiet über alle Spannungsebenen sowie in Interaktion mit dem Übertragungsnetz bezüglich Mechanismen mit regionalem Ausgleich und hierarchischer Abstimmung untersucht werden. Auch hierzu bietet die Ausschreibung „Zukunftsfähige Stromnetze“ eine gute Forschungsgrundlage. Ebenso ist im zellularen System die Schwarzstartfähigkeit zum Wiederaufbau des Netzes von unten nach oben nach großflächigen Ausfällen zu ermöglichen. Netzzellen können damit einen entscheidenden Beitrag für widerstandsfähige und weniger verletzliche Netze (Resilienz und Vulnerabilität) bieten.

Die ökonomische Analyse im Projekt hatte das Ziel, zu einer betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Bewertung der Geschäftsmodelle beizutragen, die im Feldtest 3 in Mannheim und in

den entsprechenden technischen Simulationen betrachtet wurden. Über die Simulationen und die Feldtests ergeben sich Einschränkungen für die ökonomische Analyse, da sich moma auf Haushaltskunden konzentrierte. Für Lastverschiebungspotenziale in Industrie, Gewerbe und Handel erfolgten aber weitergehende Untersuchungen in anderen Projekten und Studien. Hierbei soll insbesondere auf die VDE-Studie Demand Side Integration verwiesen werden[232]. Verwendet wurden Szenarien für das Jahr 2030, weil bis dahin mit einem hohen Anteil volatiler Erzeugung zu rechnen ist.

Die zur ökonomischen Bewertung der monetären Vorteile beim Lieferanten durchgeführte Handelssimulation diente dabei nicht dazu, das komplette monetäre Potential im Haushalt zu bestimmen, sondern primär der Untersuchung der Auswirkungen von Lastmanagement der weißen Ware in den Haushalten basierend auf variablen Tarifen für den Energiehandel. Die sich dabei im betriebswirtschaftlichen Rahmen ergebenden Handelsvorteile sind aber nur erschließbar, wenn nicht nach Standardlastprofil für die Haushalte abgerechnet werden müsste. Die Notwendigkeit mit variablen Tarifen zukünftig Verbrauch und Erzeugung besser aufeinander abzustimmen, erbringt eine wichtige Begründung zur Anpassung des Marktdesigns. Dies heißt aber auch, dass eine breite Marktentfaltung mit Demand Response-Lösungen erst nach entsprechenden energiewirtschaftlichen Anpassungen zu erwarten ist. Durch einen Vergleich zwischen dem Szenario Deutschland 2030 und Mannheim 2030 konnte die Handelssimulation zudem belegen, dass die Anpassung der Börsenpreise aufgrund der Lastverschiebung die betriebswirtschaftlich erreichbaren Vorteile merklich verringert. Dies ist hier ein erster Verweis auf eine mögliche Bedeutung der Börsenpreisänderung für die volkswirtschaftliche Analyse. Der Effekt entsteht durch eine Verschiebung der Nachfrage aus Stunden mit hohen Preisen in Stunden mit niedrigen Preisen. Damit reduzieren sich die Preisunterschiede, was die möglichen Erträge aus einer Lastverschiebung reduziert. Zudem weist die Handelssimulation nach, dass die durch variable Netzentgelte induzierte Lastverschiebung die Netzspitzenlast senkt, was tendenziell zu einem geringeren erforderlichen Netzausbau beitragen könnte.

Grundsätzlich war aber auch im Projektverlauf in Interaktion mit vielfältigen Verbands- und Gremienaktivitäten zu schließen, dass eine Kombination von variablen Liefertarifen und variablen Netztarifen aufgrund der Komplexität noch weitergehender Untersuchungen und Entwicklungen bedarf. Um eine Abstimmung zwischen Netz und Markt aber trotzdem in naher Zukunft zu ermöglichen, wurden weitergehende Vorschläge für Mechanismen in den Netzen zum Versand von Flexibilitätsanreizen an den Markt gemacht. Dazu sollen hier insbesondere das VDE ITG-Positionspapier[233] im Teil Geschäftsmodelle sowie ein IWES-Vorschlag[234] erwähnt werden, die in den angegeben Quellen nachgeschlagen werden können.

Aber auch am Markt existieren heute keine ausreichenden Anreize zum Angebot von Flexibilitäten (z.B. flexible Gaskraftwerke, Speicher, ausreichende Preisspreizungen zur Erzielung von Handelsvorteilen bei der Beschaffung) als Anreiz für variable Tarife. Vorschläge für ein Marktdesign zur Erschließung von

---

[232] [ETG12] VDE – ETG-Fokusgruppe: Demand Side Integration – Lastverschiebungspotentiale in Deutschland. Hrsg. vom VDE-Verlag. Frankfurt 06/2012

[233] [VDE12] VDE – ITG-Fokusgruppe Energieinformationsnetze: Positionspapier - Energieinformationsnetze und –systeme, Teil A - Verteilungsnetzautomatisierung und Teil B – Geschäftsmodelle VNB. Hrsg. vom VDE-Verlag. Frankfurt 10/2012

[234] S. Engel, D. Nestle, P. Selzam, P. Strauß: „Intelligentes Netzlastmanagement mit variablen Netzentgelten als indirektes Steuerungsinstrument für Verteilnetzbetreiber“, Internationaler ETG-Kongress, Würzburg 11/2011.

Flexibilitäten an einem sogenannten Leistungsmarkt hat der VKU gemacht[235]. Zügige Entscheidungen zur Gestaltung des Marktdesigns sind notwendig, um den notwendigen Infrastrukturwandel im Energiesystem sowie neue benötigte Geschäftsmodelle vorantreiben zu können.

Für die Beschaffungsvorteile zeigt sich, dass die quantitativ größten Vorteile aus Änderungen der Börsenpreise resultieren. Am bedeutendsten ist dabei eine Senkung des durchschnittlichen Börsenpreises. Die volkswirtschaftlichen Vorteile überwogen also die betriebswirtschaftlichen Vorteile. Diese werden auch erst bei hoher Durchdringung mit Demand Response-Systemen relevant. Die Kosten für die notwendige Smart Grid-Infrastruktur führen aber erst beim Wirken verschiedener Geschäftsmodelle zu einem gesamtwirtschaftlichen Vorteil. Dies führt aber auch zum Schluss, dass ein Geschäftsmodell, das einerseits einen gesamtgesellschaftlichen Nutzen erbringt, aber die dafür notwendige Infrastruktur nicht allein finanzieren kann und anderseits diese Infrastruktur verschiedenen Akteuren mit ihren Geschäftsmodellen zu Gute kommt, nur durch eine gerichtete Entwicklung dieser Infrastruktur durch einen beauftragten Akteur unterstützt werden kann. Diese Infrastruktur ist dann allen Netz- und Marktakteuren diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Diese Empfehlung hat das moma-Projekt ausgesprochen. Der regulatorische Rahmen dafür ist noch völlig offen, aber zügig zu gestalten, da ansonsten die benötigten Geschäftsmodelle nicht entfaltet werden können.

Mit den Untersuchungen in Dresden zur Bestimmung thermischer Potentiale in Gebäuden zur Lieferung von Flexibilitäten bei der Elektrizitätserzeugung unter Ausnutzung der thermischen Trägheit von Wärmenetzen oder Wärmespeichern, die mit KWK-Anlagen verbunden sind, sowie dem verbundenen Feldtest, wurde vorrangig die technische Machbarkeit anfänglich untersucht. Im Ergebnis des Dresdner Feldversuches konnte nachgewiesen werden, dass ein temporäres, thermisches Verschiebepotential von KWK-Anlagen von bis zu 20% vorhanden ist, ohne dass Behaglichkeitseinbußen oder Akzeptanzprobleme beim Kunden zu verzeichnen sind. Bevor verallgemeinerbare Aussagen zur Bewertung der ökonomischen und ökologischen Wirkungen bei Nutzung dieser thermischen Absenkpotenziale in Gebäuden getroffen werden können, müssen jedoch noch weitere Untersuchungen zur Optimierung in Hinblick auf Technik, Ökonomie und Ökologie erfolgen. Es besteht also gerade im Bereich der Steuerung von Stromnetzen in Verbund mit angrenzenden Energieinfrastrukturen (hier Wärme) noch intensiver Forschungsbedarf bezüglich der technischen Umsetzung, aber insbesondere auch der Bewertung der Flexibilitätspotentiale sowie deren ökonomischen Nutzbarkeit.

Grundlegend konnte in den E-Energy-Projekten die Bedeutung der Flexibilitäten und damit eines neuen Marktsegments aufgezeigt werden. Im Rahmen des Forschungsprojektes konnte nur ein kleiner Teil der potentiellen Flexibilitäten untersucht werden. Die Erschließung von wirtschaftlichen Potentialen aus Flexibilitäten erfordert aber ein angepasstes Marktdesign. Empfehlungen aus dem E-Energy-Rahmen für ein neues Marktdesign waren nicht Projektauftrag und sind damit nur in einzelnen Bausteinen ausgesprochen worden. Der gesellschaftliche Konsens für ein neues Marktdesign ist aber für den Erfolg der Energiewende zügig herzustellen. Grundsätzlich benötigen alle möglichen Flexibilitäten insbesondere unter Einbindung von dezentralen Erzeugern und relevanten Lasten sowie Speichern in den Liegenschaften eine neue IKT-Infrastruktur, die in Verbindung mit dem elektrischen Netzwerk als Smart Grid bezeichnet wird. Dieses Smart Grid sollte durch einen Akteur gerichtet und beauftragt entwickelt werden, um Versorgungssicherheit weiter zu gewährleisten und Informationssicherheit in einer zunehmend vernetzten kritischen Infrastruktur zu gestalten. Dies erfordert dann das diskriminierungsfreie Angebot der Smart Grid-Infrastruktur an alle Netz- und Marktakteure.

[235] Verband kommunaler Unternehmen (VKU): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Hrsg. 1.3.2013 bei VKU in Berlin

Anhang

Anhangsübersicht

A.1 Glossar 306
A.2 Abkürzungsverzeichnis 317
A.3 Räumliche Verteilung der Mannheimer Teilnehmenden 324
A.4 Zusatztool: Einbindung von Wärmepumpen 324
A.5 Fragebögen für die Haushaltsbefragungen 327
A.5.1 Auftaktfragebogen für Versuchsgruppe (Oktober 2011) 327
A.5.2 Abschlussfragebogen für die Versuchsgruppe (August 2012) 338
A.5.3 Ausführliche Beschreibung von Versuchs- und Kontrollgruppe 353
A.6 Theorie zur Berechnung von Preiselastizitäten 361
A.7 Parameter aus dem Preiselastizitätenmodell auf Haushaltsebene 364
A.7.1 Regressionen Basismodell über alle Haushalte 364
A.7.2 Regressionen Basismodell über Gruppen von Haushalten 365
A.8 Unterschiede zwischen Simulation und Feldtest 366
A.9 Technische Informationen zur Simulation in einer VNZ 368
A.10 Anhang zur systemanalytischen, volkswirtschaftlichen und ökologischen Betrachtung 374
A.10.1 Beschreibung der Kraftwerkseinsatz- und Strompreissimulationen für 2030 374
A.10.2 IZES-Simulationsmodell 374
A.10.3 Erstellen einer Kraftwerksliste für das Jahr 2030 375
A.10.4 Ermitteln der Residuallast für das Jahr 2030 376
A.10.5 Merit-Order-Bildung 377

A.1 Glossar

Wort	Bedeutung
alphaCELL	auf offenen Standards basierende dezentrale Diensteverteilungsplattform von IBM für Microgrids und Liegenschaftszellen mit modellgetriebenem Entwicklungsansatz, die im E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim entwickelt wurde
Aggregator	Rolle die Dienste zur Aggregation von Energieangeboten verschiedener Quellen (Erzeuger) anbietet und gegenüber dem Netz als eine Gesamtheit wirkt
Akteur	natürliche oder juristische Person im Energiesystem als Dienstenutzer oder technischer Akteur im physikalischen Energieversorgungssystem
Aktivität	Ablauf, der durch ein Verb und ein beeinflusstes Objekt definiert ist, innerhalb des Anwendungsfalles mit Definition einer Eingabe durch den Sender-Akteur sowie Ausgabe durch den Empfänger-Akteur
alphaCORE	auf offenen Standards basierende Diensteverteilungsplattform von IBM für Smart Grid Systemzellen mit modellgetriebenem Entwicklungsansatz, die im E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim entwickelt wurde
Ambient Displays	Darstellung der aktuellen Energiepreise durch Leuchtsignale (zum Beispeil durch an den Schaltboxen angebrachte LED)
Anlagen	Systemdomäne für Gewerbe- und Industriegeräte in der Domänengruppe Energienutzungseinrichtungen
Arbeitsproduktivität	Die Arbeitsproduktivität gibt den Output pro eingesetzter Arbeitseinheit an. Sie wird hier als Bruttowertschöpfung pro Erwerbstätigen operationalisiert.
Ausgleichsenergie	Die Ausgleichsenergie ist lt. §8, Abs. 2 StromNZV die Energie, die die Übertragungsnetzbetreiber den Bilanzkreisverantwortlichen auf der Grundlage einer viertelstündlichen Abrechnung für die Beschaffungskosten aufgrund von Abweichungen vom prognostizierten Verbrauch für Sekundärregelarbeit und Minutenreservearbeit in Rechnung stellen. Sie ist damit auf dem Abrechungsmarkt das Pendant zur Regelleistung (Beschaffungsamarkt).
automatische Steuerung	1) Automatisierungssystem; 2) Der Vorgang, bei dem der Energiebutler entscheidet, wann Geräte eingeschalten werden im Gegensatz zu manueller Gerätesteuerung durch den Menschen
Automatisierungssystem	Gesamtheit der Elemente zur automatischen Prozess-Steuerung und -Regelung
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin
BEMI	Energiemanagementsystem in dem Netznutzerobjekt, bestehend aus elektronischen Messeinrichtungen, Schalt- und Stelleinrichtungen, einer bidirektionalen Kommunikationskomponente als Gateway zwischen den Kommunikationsnetzwerken des Kundenobjektes und des Netzbereiches, der Nutzerschnittstelle als Visualisierungs-

	und Bedieneinheit, dem BEMI-Rechner sowie am Energienetz angeschlossenen Geräten
BEMI-Rechner	Steuerkern des bidirektionalen Energiemanagement Interfaces (BEMI) bestehend aus Energiemanagement-Gateway und Energiemanager
Best-Price-Abrechnung	Eigentlich eine monatliche Abrechnung nach dem jeweils für den Haushalt günstigeren System: moma-Tarif oder der vorher genutzte Tarif. Hier umgesetzt durch eine Bonus-Funktion: Die Haushalte wurden nach ihrem vorherigen Tarif abgerechnet und konnten durch den moma-Tarif Boni sammeln, die sie nach Abschluss des Feldtest im November 2012 ausgezahlt bekamen
BHKW	Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) ist eine modular aufgebaute Anlage zur Gewinnung elektrischer Energie und Wärme, die vorzugsweise am Ort des Wärmeverbrauchs betrieben wird, aber auch Nutzwärme in ein Nahwärmenetz einspeisen kann. Sie nutzt dafür das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung bzw. Wärme-Kraft-Kopplung. (Quelle: Wikipedia)
Billing Prozess	Abrechnungsprozess, in der Energiewirtschaft für Energieverbräuche
Blindenergie	in einem Wechselstromnetz gebundene elektrische Energie, die ständig zwischen den elektrischen und magnetischen Feldern des Netzes und der angeschlossenen Geräte ausgetauscht wird
Blindleistungsmanagement	Regelung der Blindleistungseinspeisung zur Spannungshaltung im Netz
Börsenpreisvektor	Hier: Vektor der Börsenpreise eines Jahres in stündlicher Auflösung
BPL	Breitband Powerline: Kommunikationstechnologie zur Nutzung des Elektrizitätsnetzes zur Datenübertragung, in welcher es möglich ist, ein IP-basiertes Netzwerk mit 1 Mbit/s Bandbreite zu erreichen
BPL-Gateway	verbraucherseitiger Endpunkt (z.B. Meter-Gateway) in der BPL-Kommunikationsinfrastruktur eines intelligenten Energieversorgungssystems
BPL-Headend	zentraler Punkt jeder BPL-Zelle und ein Gateway zwischen dem BPL-Netzwerk und dem IP-Backbone
BPL-Modem	generischer Begriff für alle in einem BPL-Netzwerk eingesetzten Einheiten
BPL-Netz	Das BPL-Netz der PPC ist in moma, zusammen mit dem ISP-Netz der Pfalzcom, ein Teilnetz des WAN.
BPL-Repeater	Signalverstärker, die zusammen mit den BPL-Gateways und den BPL-Repeatern ein vermaschtes Netzes bilden; = Smart Repeater
Brennstoffnutzungsgrad	Verhältnis von ges. Energieerzeugung zum Brennstoffeinsatz
Bruttoarbeitskosten	Bruttolohn zuzüglich aller Abgaben und Steuern, die ein Arbeitgeber zu entrichten hat.
Bruttowertschöpfung	(BWS): Die Bruttowertschöpfung ist ein Produktionsindikator. Sie misst die Produktion von Gütern (Waren und Dienstleistungen) nach Abzug der Vorleistungen in einem bestimmten Zeitraum. Unter Vorleistungen versteht man den Wert der Güter (Waren und Dienstleistungen), die inländische Wirtschaftseinheiten von anderen (in- und ausländischen) Wirtschaftseinheiten bezogen und im

	Betrachtungszeitraum im Zuge der Produktion verbraucht haben.
Business Case	Ein Business Case ist ein grobes Szenario zur betriebswirtschaftlichen Bewertung eines oder mehrerer zusammengefasster Geschäftsmodelle. (s. MOMA Endbericht AS1.4)
Business Case Großhandelsmarkt-Lieferant (GHM-L)	Business Case des Lieferanten, der durch variable Tarife Letzverbrauchern einen Anreiz gibt, ihre Last zu verschieben. Der Tarif wird dabei so gestaltet, dass der Lieferant sein Einkaufsportfolio optimieren kann.
Business Case Netzlastmanagement (NLM)	Business Case des Netzbetreibers, in dem er das Ziel verfolgt durch Vergleichmäßigung der Netzlast oder Minderung der Höchstlast Aufwendungen für den operativen Netzbetrieb oder für Investitionen zu vermeiden.
Business-Case	Ein Business Case ist ein grobes Szenario zur betriebswirtschaftlichen Bewertung eines Geschäftsmodells. Hier müssen erste Annahmen getroffen werden über die Kosten des Projekts und die mit seinen Ergebnissen erzielten Erträge. Daraus können dann Tendenzaussagen über die wirtschaftlichen Aussichten des Projekts abgeleitet werden. Er kann und sollte auch mehrere Geschäftsmodelle zusammenfassen, wenn sich dadurch die Erfolgsaussichten der einzelnen Modelle am Markt verbessern.
CIGRE	Conseil International des Grands Reseaux Électriques. Internationales Gremium für den Erfahrungsaustausch zwischen Experten mit dem Ziel der Weiterentwicklung der Energieversorgungssysteme.
CIM	Common Information Model. Ein abstraktes Modell, das alle Hauptobjekte eines elektrischen Versorgungsunternehmens repräsentiert, die typischerweise in einem Informationsmodell eines Energiemanagementsystems (EMS) enthalten sind.
Day-Ahead Regelung	Mechanismus zur Regelung im Verteilnetz, bei dem Netz- und Marktmoderator mittels vortäglich bekanntgegebener variabler Kundenpreisprofile eine Lastverschiebung erwirken. Mögliche Ziele: Reduzierung der Netzlast oder Spitzenlast, Beitrag zur Spannungshaltung.
Day-Ahead-Tarif	täglich wechselnder Tarif, der am Vortag dem Haushalt/dem Netz- und Marktautomaten bekannt gegeben wird
DE2030	Szenario in der technischen Simulation einer VNZ.
DER (Dezentrale Energieressourcen)	Im Rahmen des Projekts Erzeuger, Lasten und elektrische Speicher im Nieder- und Mittelspannungsnetz.
Diensteplattform	physikalische Ausführungsumgebung von Diensten und Träger von Dienstevermittlungs-Technologien
Dienstevermittlung	Integration zwischen der Diensteebene und der physikalischen Infrastruktur über Middleware- und Sicherheitstechnologien sowie Standards für Kommunikationsprotokolle, Syntax, Semantik und Ontologie des Energiesystems
dynamischer Tarif	Tarif der nicht an jedem Tag zu jeder Stunde gleich ist im gegensatz zu einem fixen oder statischen Tarif
EE-BUS	Schnittstelle zwischen hausinterner Kommunikation und dem Datenaustausch mit dem Energieversorger
EEX	European Energy Exchange, Börse für Energieprodukte.
Eigenpreiselastizität	Maß für den Zusammenhang zwischen Preis und Verbrauch

	ohne Berücksichtigung des Preises anderer Produkte oder Zeiten
Elektr. Bruttowirkungsgrad	Verhältnis von erzeugter elektr. Leistung zur zugeführten Leistung
Elektrizitätsversorgungsnetz	Gesamtheit der Leitungen und Stationen zur Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie
Elektrizitätsversorgungssystem	Gesamtheit der Einrichtungen zur Erzeugung, Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie
Elektrofahrzeug	elektrisch betriebenes Fahrzeug innerhalb der Systemdomäne für mobile Objekte
Elektronische Zähler	Elektronische und kommunikative Verbrauchsmesseinrichtung (analog Smart Meter)
Endkunde	Marktrolle als Energieabnehmer im Energiesystem als Privatkunde, gewerblicher Kunde und Industriekunde
Energiebutler	Energiebutler ist eine Marke der MVV für das Energiemanagement System in der Unterobjektzelle. Er stellt einen intelligenten, virtuellen Vermittler als automatisch arbeitender Vertreter des Kunden in der Unterobjektzelle zur Maximierung der Energieeffizienz, der Energiekostensenkung sowie zur Bestimmung von Herkunft, Art und Einsatz der benutzten Energie dar.Im moma-Projekt ist der Begriff ein Synonym zur auf dem BEMI-Rechner installierter Software im BEMI-System in der Unterobjektzelle und wird in der Außendarstellung auch als Begriff für die Kombination von BEMI-Rechner und Software benutzt.
Energiebutler Portal	Vorgängerversion der moma App
Energiehandel	Als Energiehandel bezeichnet man allgemein den Handel mit unterschiedlichen Arten der Energie. Der Handelswert der verschiedenen Energieformen schwankt stark sowohl durch Angebot und Nachfrage als auch durch die Eigenschaften des Stoffes. Quelle: Wikipedia.
Energieinformationssystem	Gesamtheit der Knoten und Leitungen für Informationstransport im Kommunikationssystem und der Elemente des Automatisierungssystems
Energiemanagement LAN	auf das Objekt- oder Unterobjekt bezogenes Kommunikationsnetzwerk verschiedener Technologien, die für Energiemanagementapplikationen auf verschiedenen technischen Komponenten benötigt werden
Energiemanagementsystem	Allgemeiner Überbegriff für Systeme (IT und elektrisch), mit denen die Erzeugung und der Verbrauch von Energie verwaltet werden kann.
Energiemanager	Softwarelösung als Kern eines Energiemanagementsystems installiert auf einem Rechnersystem zur Automatisierung des Energiemanagements in der Netznutzerdomäne
Energiequelle	Quellmaterial oder natürliche Ressource von der Energie in einer nützlichen Form extrahiert werden kann oder direkt oder durch das Mittel der Energiekonversion wiedererlangt werden kann, sowie auch die Energiebelieferung, welche die Energie in der benötigten Form bereitstellt
Energiespeicher	Systemdomäne für energiespeichernde Geräte und Anlagen in der Domänengruppe Energienutzungseinrichtungen
Energiesystem	Gesamtheit von physikalischem Energieversorgungssystem, Nutzern des Systems und Prozessen im Energiemarkt und bei der Netzführung

Energieversorger	Rolle als Netznutzer, der eine Verbindung zum Übertragungs- oder Verteilungsnetz und einen Zugriffsvertrag mit dem VNB oder ÜNB hat, sowie der als Bereitsteller von Energielieferdiensten, Energieeffizienzdiensten, dynamischen Preiskonzepten und Diensten zur Aggregation von Bedarf und Angebot auftritt
Energy Data Server	Anwendung auf dem VNZ-Server zum Empfangen bzw. Abrufen von Messwerten (z.B. Zählerdaten, Temperaturwerten) aller Sensoren der Verteilnetzzelle, zur Aufbereitung und zur Weiterleitung der Daten an andere Anwendungen (z.B. alphaCORE, PoolBEMI)
Enterprisesystem	ein großes Paket von Softwareanwendungen bei verschiedenen Marktakteuren zur Unterstützung von Geschäftsprozessen, Informationsflüssen, Berichten und Datenanalytik
Ethernet	Standard:- IEEE 802.3
Evaluationsserver	Rechner zur Datenerfassung aus den Feldtesten zwecks quantitativer Ergebnisauswertung im Forschungsprojekt moma
Feature	Funktionalität einer Software (zum Beispiel die Möglichkeit sich den Energieverbrauch des heuten Tages auf der moma App anzeigen zu lassen)
Feedbacksystem	hier: =Stromverbrauchsvisualisierung
Feldtest	Implementierung (einschließlich Konzeption, Installation und Deinstallation) der moma-Architektur in privaten Haushalten (Feldtest Mannheim) oder im DREWAG Fernwärmenetz (Feldtest Dresden) zur Generierung von Ergebnissen in einer physikalisch realen Testumgebung
Ferraris-Zähler	mechanische Messeinrichtung für elektrischen Strom im Gegensatz zu einem elektronischem Zähler (Smart Meter)
First-Level-Support	Erste Stufe der Fragen- und Problembearbeitung des Endkunden
FPS-Gerät	Fixed Program Schedule Gerät: elektrisches Gerät, das vom Benutzer vorbereitet und gestartet wird und nach Start ein festgelegtes Programm abfährt. Im Projekt moma Waschmaschinen, Trockner und Spülmaschinen.
Front End	Bedienschnittstelle für Endkunden
Gerätefahrplan	Der Gerätefahrplan ist ein Vorschlag des BEMI, wann ein Gerät eingeschaltet sein sollte, um die vorgegebenen Ziele optimal zu erfüllen. Dies wird in einem fest definierten Zeitraster (z.B. Viertelstundenraster) in der Regel einen Tag vorher angezeigt. Wenn sich die Ausgangsbedingungen ändern berechnet das BEMI kurzfristig einen neuen Gerätefahrplan, der dann angezeigt wird. Der Nutzer kann Einfluss nehmen auf den Gerätefahrplan und diesen auch aktiv ändern.
Geschäftsmodell	Ein Geschäftsmodell ist die Konkretisierung einer Geschäftsidee. Es zeigt den Beteiligten die nutzenstiftenden Mechanismen und Formen, auf welche Art und Weise zwischen den Wertschöpfungspartnern Leistungen erzielt bzw. ausgetauscht werden.
Geschäftsprozess	Geschäftsprozesse beschreiben die Aktivitätenabläufe, um die Handlungen innerhalb eines Geschäftsmodelles zu vollziehen. Schritte innerhalb von Prozessen werden als Use Cases bezeichnet.

Grid Agent	Modul in der technischen Simulation einer VNZ, das den Netzmoderator repräsentiert
Handelssimulation	Simulation zur Berechnung von Einsparungen für den Stromhandel durch Lastmanagement mittels variabler Arbeitspreise und Netzentgelte, außerdem zur Untersuchung der Auswirkung auf die Netzspitzenlast
HT	Hochtarif (hoher Strompreis in einem 2-Stufen-Tarif)
Hypertext Transfer Protocol (HTTP)	HTTP wird definiert in- RFC 1945 (HTTP/1.0, 1996)- RFC 2616 (HTTP/1.1, 1999)Das Hypertext Transfer Protocol (HTTP, dt. Hypertext-Übertragungsprotokoll) ist ein Protokoll zur Übertragung von Daten über ein Netzwerk. Es wird hauptsächlich eingesetzt, um Webseiten aus dem World Wide Web (WWW) in einen Webbrowser zu laden.
Industrieobjekt	Systemdomäne für den Industriebereich innerhalb der Domänengruppe für die Objekte des Netznutzers als Anschlusspunkte in den Energietransportnetzen
Insel	Teil eines Elektrizitätsversorgungssystems, der vom Rest des Verbundsystems getrennt ist, aber unter Spannung steht
Intraday-Regelung	Mechanismus zur Regelung im Verteilnetz, bei dem der Netzmoderator den Betrieb von DER mittels marktbasierter Verfahren oder direktem technischem Zugriff in Echtzeit beeinflussen. In der technischen Simulation einer VNZ eingesetzt zur Spannungshaltung.
IP-Backbone	Kommunikationsanbindung des Breitband-Powerline-Netzes an die übergeordneten Zellebenen auf Basis des IP-Protokolls (z.B. Glasfaser, DSL, BPL über Mittelspannung)
JAVA	objektorientierte Programmiersprache und eine eingetragene Marke des Unternehmens Sun Microsystems (seit 2010 bei Oracle)
Kommunikationssystem	Gesamtheit der Knoten und Leitungen für Informationstransport im Kommunikationssystem
Konfidenzintervall	Wertebereich, in dem sich ein abzuschätzender Wert mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit befindet
Kontrollgruppe	Gruppe von Haushalten, die während des Feldtest 3 einen elektrischen Zähler zur Übermittelung von Messdaten eingebaut hatten, aber weder über eine Stromvisualisierung, noch einem Automatisierungssystem verfügten und die keinen variablen Stromtarif hatten
Kraftwerk	zur Erzeugung elektrischer Energie bestimmte Anlage einschließlich der Einrichtungen aus dem Hoch- und Tiefbau, der Energieumwandlung sowie der dazugehörigen Hilfseinrichtungen
Kritischer Knoten	PCC, an dem während des Netzbetriebs potenziell Über- oder Unterspannungen zuerst auftreten. K.K. können für eine gegebene Netztopologie durch Betrachtung von Schwach- und Starklastfällen berechnet werden. Idealerweise gibt es genau dann keine Über/Unterspannung im betrachteten Netz, wenn dies für alle k. K. der Fall ist.
KVS-Datenbank	Die KVS-Datenbank stellte die zentrale Datenbank zur Betreuung der Teilnehmer durch die Hotline dar.
Lastkurve	gemessenes, abgeschätztes oder prognostiziertes Verhalten einer elektrischen Last über einen bestimmten Zeitraum (meist einen Tag)
Lastmanagement	automatische und/oder manuelle Steuerung von elektrischen Lasten (zum Beispiel Haushaltsgeräten)

Leistung	Einrichtung, die zwei Punkte zur Übertragung elektromagnetischer Energie zwischen diesen Punkten elektrisch verbindet
Lieferant	Rolle zum Verkauf von Energie an Energienutzer mit einer vertraglichen Kundenvereinbarung, aber auch als Netznutzer, der eine Verbindung zum Übertragungs- oder Verteilungsnetz und einen Zugriffsvertrag mit dem VNB oder ÜNB besitzt
MA2030	Szenario in der technischen Simulation einer VNZ
manuelle Steuerung	Vorgang, bei dem Menschen entscheiden, wann ein Gerät eingeschaltet werden soll im gegensatz zu automatischer Steuerung
Market Agent	Modul in der technischen Simulation einer VNZ, das den Marktmoderator repräsentiert
Marktmoderator	Element in der moma-Architektur, das marktbezogene Funktionen in einer Netzzelle bündelt
Merit Order	Einsatzreihenfolge der Kraftwerke zur Stromerzeugung nach ökonomischen Kriterien. Die Kraftwerke werden mit ihrer verfügbaren Leistung von den niedrigsten zu den höchsten Grenzkosten geordnet. Sie entspricht der kurzfristigen Angebotskurve für Strom.
Messgerät	Gerät, das allein oder in Verbindung mit zusätzlichen Einrichtungen für Messungen gebraucht werden soll
Messpunkt	Ort der Erfassung eines Messwertes. Dies kann der Ort des geeichten Verbrauchszählers als Zählpunkt sein, aber ebenso weitere Orte, an denen mit Sensorik Messwerte erfasst werden (in moma insbesondere elektrische und Temperaturmesswerte)
Meter Gateway	Kommunikationseinheit zur Verbindung von Messgeräten mit externen Kommunikationsnetzwerken; siehe auch BDKE
Metering Portal	Webanwendung für Endkunden zur Visualisierung der Verbrauchsdaten
moma App	Programm zur Einsicht in die Tarif, den eigenen Stromverbrauch und zur automatischen Steuerung der an den Energiebutler angeschlossenen Geräte
moma-Bonus	Geld, das Haushalte durch den moma-Tarif monatlich sparen konnten
Nettohaushaltseinkommen	Haushaltseinkommen abzüglich aller Steuern und Abgaben
Netzanschluss	technische Verbindung von Kundenanlagen an das Energieversorgungsnetz
Netzbetreiber	Rollengruppe für Rollen zum Betrieb von Energietransportnetzen
Netzmoderator	Element in der moma-Architektur, das netzbezogene Funktionen in einer Netzzelle bündelt
Netznutzer	Rollengruppe für Rollen die Energie über Transportnetze liefert und bezieht
Netzrestriktion	physikalische Einschränkungen im elektrischen Stromnetz
Netztopologie	Struktur des Elektrizitätsnetzes bestimmt durch Form, Größe und Lage des Leitungsverbundes
NOVA-Strom	Stromtarif von MVV Energie
NT	Niedrigtarif (günstiger Tarif in einem 2-Stufen-Tarif)
OBIS	Object Identification System nach DIN EN 62056-61:2006: Messung der elektrischen Energie - Zählerstandsübertragung, Tarif- und Laststeuerung - Teil 61:

	Object Identification System (OBIS)
Objekt	Ein Objekt in der Modellstadt Mannheim ist- ein Einfamlienhaus- ein Mehrfamilienhaus- Gewerbeobjekt
Ökonometrie	Spezifisches Gebiet der Wirtschaftswissenschaft
ökonometrisches Elastizitätsmodell	angewandetes Modell zur Abschätzung von Eigenpreiselastizitäten
operative Kosten	Kosten die durch die Etablierung, sondern die Nutzung eines System oder Produkts entstehen (im Gegensatz zu Infrastrukturkosten)
Ortsnetzzstation (ONS)	Verbindungsstelle zwischen Nieder- und Mittelspannungsnetz
PCCSim	Modul in der technischen Simulation einer VNZ, das DER repräsentiert, die an PCC angeschlossen sind
Performance	Leistungsfähigkeit
P-Erzeuger	Erzeuger von Wirkleistung
Pool-BEMI	Gemeinsamer Begriff für autonomen Automaten zum dezentralen Energiemanagement, der einen lokalen, intelligenten Netz- und Handelsvermittler in der Verteilnetzzelle abbildet
Praxistest	Benennung der Feldtests in der Außenkommunikation, insbesondere gegenüber dem Endkunden
Preiselastizität	hier =Eigenpreiselastizität
Primärenergie	Energie, die nicht irgendeinem Konversions- oder Transformationsprozess unterworfen gewesen ist
Produkt	innerhalb eines Anwendungsfallszenarios angebotene materielle oder energetische Leistung sowie Dienstleistung
Produzent	Rolle für eine juristische und natürliche Person, die Energiemengen je Zeiteinheit als Leistung durch Erzeugung von Elektrizität, Wärmeenergie und chemische Energie mittels Energiegewinnungsanlagen sowie durch Einspeisung in Transport- und Verteilungsnetze zur Verfügung stellt
Prosument (Prosumer)	Wortverbindung aus Produzent (Producer) und Konsument (Consumer) für als Endkunden und Stromerzeuger aktive Akteure im Energiemarkt
Prozess	funktionale Sequenz von Anwendungsfällen innerhalb eines Anwendungsszenarios
Pumpenkennlinie	Zusammenhang zwischen Fördervolumenstrom und aufgebautem Druck einer Pumpe
P-Verbraucher	Verbraucher von Wirkleistung
Q/U-Statik	Direkte Abhängigkeit zwischen an einem Netzanschlusspunkt gemessener Spannung und Blindleistungseinspeisung durch einen dort angeschlossenen Erzeuger. Typischerweise eingesetzt bei PV-Wechselrichtern.
Q-Erzeuger	Erzeuger von Blindleistung
Regelenergie	Energie zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in einer Regelzone
Regelenergiemarkt	Systemdomäne für den Markt zur Beschaffung von Regelenergie in der Domänengruppe Teilmärkte der Energiewirtschaft
Regelzone	Zusammenfassung von Fahrplänen von Bilanzkreisverantwortlichen, die in einem Netzgebiet eines Übertragungsnetzbetreibers wirken, die dem Zweck dient,

	Abweichungen zwischen Prognosen der Energielieferung sowie der erwarteten Energienutzung zu minimieren sowie verbleibende Abweichungen verursachergerecht finanziell zu regulieren
Regressionsanalyse	mathematisches Modell zur Abschätzung von Zusammenhängen zwischen zwei oder meheren Größen
Reserveleistung	die Differenz zwischen der total verfügbaren Kapazität und der Leistungsanforderung des Systems
Residuallast	elektrische Leistung, die nicht durch volatile, regenerative Energien gedeckt werden kann
Rolle	Gruppierung von Verantwortlichkeiten im intelligenten Energiesystem, welche über die Definition von Zielen, Anforderungen und Maßnahmen zur Definition von Anwendungsfällen führen
Schaltbox	Vorschaltgerät, das per Funk mit dem Energiebutler kommuniziert und eine schaltbare Schuko-Steckdose enthält, an der ein vom Energiebutler automatisch zu steuerndes Haushaltsgerät angeschlossen wird. Außerdem erfasst die S. aktuelle Leistungs- sowie ggf. Temperaturmesswerte des angeschlossenen Haushaltsgeräts und sendet diese an den Energiebutler.
Second-Level-Support	Zweite Stufe der Fragen- und Problembearbeitung des Endkunden
Secure Copy (SCP)	SCP dient zum sicheren Kopieren von Daten zwischen zwei Geräten. SCP verwendet SSH als darunterliegende Protokollschicht. Standards:- Für SCP existiert unseres Wissens nach keine Norm.
Smart Meter	Messsystem, bestehend aus einem Messendgerät, einer Kommunikationseinheit, mindestens einer Diensteplattform und erweiterten Messdiensten
SOC-Gerät	State of Charge Gerät: elektrisches Gerät, das über einen elektrischen oder nicht-elektrischen Speicher verfügt. Im Projekt moma Kühlschränke, Gefrierschänke (-truhen) und Kühl/Gefrierkombinationen.
Standardlastprofil	hier: typisches Lastverhalten eines Haushalts nach Modell des BDEW
Station	Teil eines Elektrizitätsversorgungssystems, der an einem bestimmten Ort hauptsächlich die Enden der Übertragungsleitungsleitungen oder Verteilungsleitungen, Schaltanlagen, Gebäude und möglicherweise Transformatoren umfasst und Einrichtungen für Netzsicherheit und Netzführung (z.B. Schutzeinrichtungen) enthält
statischen Tarif	fixer Tarif der an jedem Tag zu jeder Stunde gleich ist im gegensatz zu einem dynamischen Tarif
Stromkoeffizienzfaktor/Stromkennzahl	Verhältnis von elektr. zu therm. Leistung
Stromverbrauchsvisualisierung	Grafische Darstellung des Stromverbrauchs eines Haushalts zum Beispiel in einem Webportal, das mit Informationen aus dem eigenen Smart Meter gespeist wird
Stromzähler	Verbrauchsmesseinrichtung für Elektrizität. Im moma Projekt wurden elektronisch auslesbare Messeinrichtungen eingesetzt.
Syntax	die Beziehungen zwischen Zeichen oder Gruppen von Zeichen, unabhängig von ihrer Bedeutung oder der Art ihrer Interpretation und ihrer Verwendung

Systemdienstleistungen	Dienstleistungen, die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungssystems notwendig sind und vom Betreiber und/oder von Nutzern des Elektrizitätsversorgungssystems bereitgestellt werden
Systemdomäne	Systembereich mit definierten Grenzen, in dem die Aktivitäten von Anwendungsfällen wirken und mit dem eine grobe Einteilung des gesamten intelligenten Energiesystems anhand des physikalischen Energieflusses und des Informationsflusses vorgenommen werden kann
SZ-Rechner	Systemzellenrechner
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol. Weit verbreitete Datenübertragungsprotokolle mit großer Bedeutung im Internet.
Technische Simulation	Simulation, die eine einzelne VNZ bis auf Ebene der DER bzw. in Haushalten einer VNZ
Technische Simulation einer VNZ	Simulation, die eine einzelne VNZ bis auf Ebene der DER bzw. in Haushalten einer VNZ angeordneten Lasten betrachtet
Teilnehmer	durch Kommunikationssystem vernetztes Element im Automatisierungssystem sowie Energieversorgungselement im Energieversorgungssystem
Transformator	Umrichter ohne bewegte Teile, der Spannungen und Stromstärken elektrischer Energie ohne Änderung der Frequenz verändert
Trasse	Leitung, in Kapitel 8 speziell: Fernwärmeleitung
Typtag	hier: Werktage (Mo-Fr), Samstage oder Sonn-und Feiertage
Umrichter	Einrichtung zur Änderung einer oder mehrerer Kenngrößen elektrischer Energie
Usability	Das Ausmaß, in dem ein Produkt durch bestimmte Benutzer in einem bestimmten Nutzungskontext genutzt werden kann, um bestimmte Ziele effektiv, effizient und zufriedenstellend zu erreichen (DIN EN ISO 9241-11: 1999)
variabler Tarif	hier: dynamischer Tarif mit einem täglich und stündlich wechselnden Strompreis
Verbraucher	Rolle des Energienutzers für Elektrizität, Wärme, und chemische Energie (z.B. Gas), welche in industrielle Verbraucher, Transportsystem betreibende Verbraucher, kommerzielle Verbraucher in kommerziellen Einheiten oder Gebäuden sowie Wohnungsverbraucher klassifiziert wird
Versorgungsnetze	Domänengruppe für Netze zum Transport von elektrischer Energie und Wärmeenergie oder Gas
Versorgungssicherheit	Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, in einem gegebenen Zustand seine Versorgungsaufgabe im Falle eines Fehlers zu erfüllen
Versuchsgruppe	Gruppe von Versuchshaushalten, die einen dynamischen Tarif hatten und mit Stromverbrauchsvisualisierung und Automatisierungssystem ausgestattet sind
Verteilnetz	Das Energieverteilungsnetz .Objektanschluss und Zählpunkte des Messstellenbetreibers gehören zum Verteilnetz. Hiermit ist im moma-Projekt das MVV Energieverteilnetzwerk sowie das DREWAG Fernwärmenetz gemeint. Das Verteilnetz hört am Objektanschluss auf. Danach beginnt die Objektnetzzelle.
VNZ	Verteil(ungs)netzzelle

VNZ-Server	Hardwareplattform für die Moma Applikationen EDS-Software, Pool-BEMI und Core-dezentrale Applikationen
WAN	Netzwerkverbund aus BPL Netz der PPC und einem ISP Netz der Pfalzcom genutzt für die IP Verbdingung folgender moma Zonen: ONZ, VNZ, SZ, UOZ
Wärmeübergabestation (WÜS)	Technische Einrichtung zur Übergabe von Wärme aus dem Primärfernwärmenetz in das Sekundärfernwärmenetz.
Metering Portal	MVV Smart Metering Portal auf dem der eigene Stromverbrauch, der dynamische Tarif und weitere Infos eingesehen werden können
Zähler	Gerät, das zum Messen von Energiemengen durch Messen der Leistung über die Zeit vorgesehen ist
Zählpunkt	Ein Zählpunkt ist ein Geschäftsobjekt für das Messen von Strom, Gas, Wasser, Wärmeverbräuchen.Ein Objektanschluss hat einen oder mehrere Zählpunkte.Eine Unterobjektzelle kann ebenfalls einen oder mehrere Zählpunkte haben.
ZigBee	Physikalische Ebene- IEEE 802.15.4- Funkübertragung im 2,4 GHz-Band- Bitrate bis 250 kBit/smoma Transportebene:Es gibt drei Möglichkeiten für die auf dem Chip installierte Firmeware. Der Chip fungiert dann als- Reduced Function Device (RFD) - Full Funktion Device (FFD) - Coordinatorin einem teilweise vermaschten Netz. Der Standard heißt ZigBee und ist ein Industriestandard. Im Netz gibt es sogenannte Endpoints ähnlich wie Ports bei TCP/IPmoma Applikationsebene: U.a. ist ein fester Datentyp für Zeit vorhanden
Z-Wave	Industriestandard der Z-Wave Allianz. Für weitere Informationen siehe AS 1.05 Bericht.

A.2 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	steht für:
€	Euro
AG	Arbeitsgemeinschaft
AK	Arbeitskreis
AMI	Advanced Meter Infrastructure
BC	Business Case
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDI	Bundesverband der deutschen Industrie
BDKE	Bidirektionale Kommunikationseinheit
BDSG	Bundesdatenschutzgesetz
BELVIS	Software für Energiedatenmanagement von Kisters AG
BEMI	bidirektionales Energiemanagement Interface
BHKW	Blockheizkraftwerk
BK	hier: Braunkohle
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BPL	Breitband Powerline
BSI	Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik
BWS	Bruttowertschöpfung
bzw.	beziehungsweise
CE	"Zertifiziert für Europa"-Kennzeichung
CIGRE	Conseil International des Grands Reseaux Électriques
CIM	Common Information Model
CO_2 /CO2	Kohlendioxid
CPP	Critical Peak Pricing (Tarif)
ct	Cent (€-Raum)
cVT	create Virtual Tarifregister
d.h.	das heißt
DB2	kommerzielles relationales Datenbankmanagementsystem (RDBMS) des Unternehmens IBM
DE2030	Abkürzung für das Szenario Deutschland 2030
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
DEMS	Decentralized Energy Management System
DER	Decentralized Energy Ressources/Dezentrale Energieresourcen
DG	Directorate-Generale
DGC	distribution grid cell server
DIN	Deutsche Industrie Norm
DKE	Deutschen Kommission Elektrontechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE

DKV	Deutscher Kältetechnischer Verband e.V.
DL	Dienstleistung
DLG	Differenzlastgang
DLMS	Device language message specification
DNS	Domain Name Service
DPP	Data Protection and Privacy - Datenschutz und Schutz der Privatsphäre
DR	Demand Response
DREWAG	DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH
DREWAG	DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH
DSL	Digital Subscriber Line
DSM	Demand Side Management
dSM	digitalSTROM-Meter
DSO	Distribution system operator
dSS	digitalSTROM-Server
DT	Dampfturbine
DV	Datenverarbeitung
EB	Energiebutler
EDM	Energy Data Management
EDS	Energiedatenserver
EDS	Energy Data Server
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EE	Erneuerbare Energien
EE-Bus	E-Energy-Bus
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EHP	Elektroheizpatrone
EM	Energiemanager
EMG	Energiemanagement Gateway
EM-LAN	Energy management local area network
EMS	Energy Management System
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
en:	englisch
EnDS	Energiedatenserver
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERGEG	Europäische Regulatorgruppe für Elektrizität und Gas
ESE	Energiesystemeelement
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
FPS	Fixed Program Shift

FTP	File Transfer Protocol
GA	Grid Agent
GEBIS	Geografisches Betriebsmittel Informationssystem
ggf.	gegebenenfalls
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistung
GHM-L	Großhandelsmarkt Lieferant
GK	Gaskessel
GSM	Global System for Mobile Communications
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und Dampf (-kraftwerk)
GVK	Gebäudeversorgungszustand
GW	Gateway oder Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
HAN	Home area network
HKW	Heizkraftwerk
HT	Hochtarif
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
HV	Hochspannung (high voltage)
IBM	IBM Deutschland GmbH
ICT	Information and communication technologies
IED	Intelligent Electronic Device
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IFEU	ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
IGD	Intelligent Grid Device
IGS	Integrierte Gebäudesysteme
IHK	Industrie- und Handelskammer
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IKW	industrielles Kraftwerk
IP	Internet Protocol (Internet-Protokoll als Datenvermittlungsschicht im OSI-Modell)
ISET	Institut für Solare Energieversorgungstechnik Verein an der Universität Kassel e.V.
ISP	Internet Service Provider
IT	Informationstechnologie
ITG	Informationstechnische Gesellschaft
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
IZES	Institut für Zukunftsenergiesysteme gGmbH
Java VM	Java Virtual Machine
JMS	Java Message Service
kbit	Kilobit
KMU	Kleine und mittelständische Unternehmen
KPS	Kompaktstation

kW	Kilowatt
kWel,inst	installierte elektrische Leistung in Kilowatt
kWel,max	maximale elektrische Leistung in Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
kWtherm	Kälteleistung in Kilowatt
LAN	Local Area Network
LEI	Lotus Expeditor Integrator
LFR	Lastflussrechnung
LMN	Local Metrological Network
LV	Low Voltage
m	Meter
m²	Quadratmeter
m³	Kubikmeter
MA	Marktagent/ Market Agent
MA2030	Abkürzung für das Szenario Mannheim 2030
M-Bus	Meter-Bus
MBytes	Megabytes
MDE	Mobile Datenerfassung
MDL	Messdienstleister
MDM	Meter Data Management
MDUS	Meter Data Unification and Synchronization
MG	Meter Gateway
Mill./Mio.	Millionen
min	Minute
MM	Marktmoderator oder Meter Management
MNZ	Mobile Netzzelle
moma	Modellstadt Mannheim
MQ	Message Queueing
MQTT	Message Queue Telemetry Transport
Mrd.	Milliarden
ms	Millisekunden
MSCONS	Metered Services Consumption report message
MUC	Multi Utility Communication
MV	Medium Voltage
MVV	MVV Energie AG
MWel	elektrische Leistung in Megawatt
Mwh	Megawattstunden
NA	Netzautomat
NAN	Nahverkehrnetzwerk
NE	Netzentgelte

NLM	Netzlastmanagement
NM	Netzmoderator
NS	Niederspannung
NSL	Netzspitzenlast
NT	Niedertarif
o.ä.	oder ähnliche(s)
o.a.	oben angegeben
OBIS	Object Indification System nach DIN EN 62056-61
OGEMA	Open Gateway Energy Management Alliance
ONS	Ortsnetzsstation
ONZ	Objektnetzzelle
OSGi	Open Services Gateway initiative
PC	Persönlicher Computer
PCC	Point of Common Coupling
PCCSim	Point of Common Coupling - Simulation
PLC	Powerline Communication
PPC	Power PLUS Communications AG
PSE	Papendorf Software Engineering GmbH
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
PtJ	Projektträger Jülich
PV	Photovoltaik
RES	Renewable Energy Sources
RTU	Remote Terminal Unit
s	Sekunde
s.	siehe
S.	Seite
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCL	Structured control language
SCP	Secure Copy
SDN	Simulationsdatennetz
SGAD	Smart Grid Automation Device
SGAM	Smart Grid Architekturmodell
SG-DPC	Smart Grid Data Protection Classes , Smart Grid Daten und Informationsschutz Klassen
SGIS	Smart Grid Informationssicherheit
SGIS-SL	Smart Grid Informationssicherheit - Schutz Niveau (Security Level)
SIDMS	System Interfaces for Distributed Management System
SK	hier: Steinkohle
SMG	Smart Meter Gateway
SOA	Service-Oriented Architecture
SOAP	Simple Object Access Protocol
SOC	State of Charge

SQL	Structured Query Language
SSH	Secure Shell
SZ	Systemzelle
TC57	Technical Commitee für Energiesystem-Management und assoziierten Informationsaustausch
TCP	Transmission Control Protocol
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol
THD	Total Harmonic Distortion
THG	Treibhausgas
TSO	Transmission system operator
TU	Technische Universität
tw.	teilweise
u.a.	unter anderem
UDE	Universität Duisburg-Essen
UML	Unified Modeling Language
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UOZ	Unterobjektzelle
USB	Universal Serial Bus
usw.	und so weiter
vaNE	variable Netzentgelte
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VDSL	Very High Speed Digital Subscriber Line
VGA	Video Graphics Array
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
vNNE	Vermiedene Netznutzungsentgelte
VNZ	Verteilnetzzelle
VP	Vermeidungsleistung
VuBE	Visualisierungs- und Bedieneinheit
W	Watt
WAN	Wide Area Network
Wel	elektrische Leistung in Watt
WG	Working group
Wh	Wattstunde
WLAN	Wireless Local Area Network
WSDL	Web Service Description Language
Wtherm	Kälteleistung in Watt
WÜS	Wärmeübergabestation
XML	Extensible Markup Language
XSD	XML-Schema-Definition

z.B.	zum Beispiel
ZigBee	Industriestandard für Funknetze
Z-Wave	drahtloser Kommunikations-Standard von der Firma Sigma Designs und der Z-Wave Alliance

A.3 Räumliche Verteilung der Mannheimer Teilnehmenden

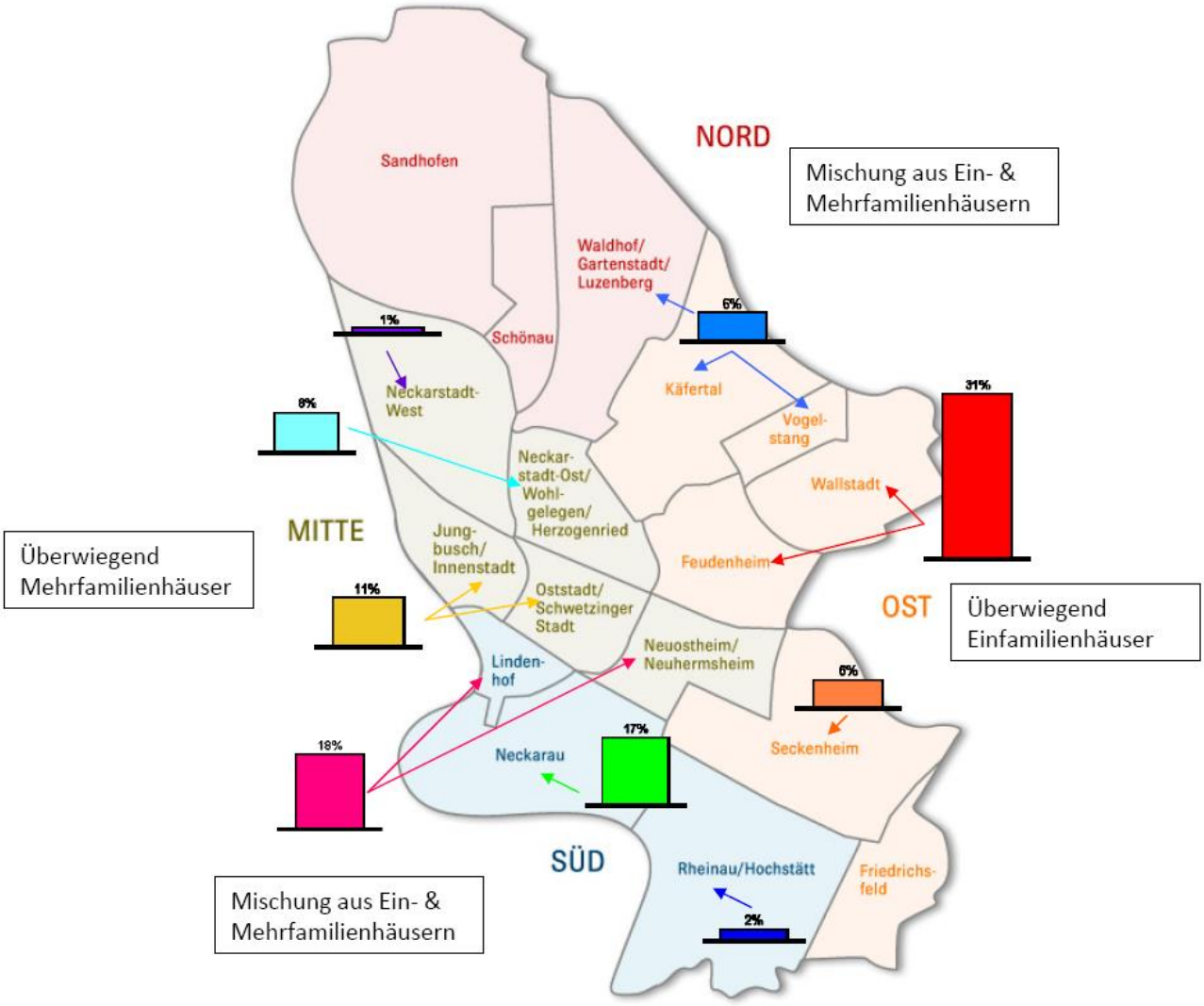


Abbildung A 1: Räumliche Verteilung der teilnehmenden Haushalte in Mannheim

In der Karte ist deutlich zu erkennen, dass ein großer Anteil der Teilnehmer aus Mannheims Osten kam. Erklärend kann festgestellt werden, dass noch nicht komplett Mannheim mit dem BPL-Netz ausgestattet ist. So konnten z.B. aus Sandhofen (Norden) aufgrund des Fehlens des Netzes keine Teilnehmer angenommen werden, während z.B. Feudenheim komplett angeschlossen ist. Als weiterer selektierender Faktor wurde der Anteil von eigen genutzten Einfamilienhäusern identifiziert, der Anteil ist besonders in Mannheims Osten relativ hoch.

A.4 Zusatztool: Einbindung von Wärmepumpen

Da Wärmepumpen nach dem gleichen Prinzip wie Kühlschränke arbeiten (nur mit umgekehrter Wirkungsrichtung), ist es naheliegend Wärmepumpen über den Energiebutler zu steuern und so die Verschiebepotenziale bei fluktuierender Stromeinspeisung zu nutzen.

Eine Steuerung der Wärmepumpen konnte über deren bestehende Anschlüsse erfolgen. Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick der Schnittstellen.

EVU-Sperre	Unterbrechung der elektrischen Versorgung für Verdichter und Heizwasser-Durchlauferhitzer durch das Energieversorgungsunternehmen. Die übrigen Funktionen der Heizungsanlage bleiben weiterhin bestehen. (Kontakt geschlossen = EVU-Sperre freigegeben)
Externe Sperre	Bei einigen Heizungsherstellern wird zusätzlich eine externe Sperre unterstützt. Diese bewirkt, je nach Konfiguration, auch eine Abschaltung der gesamten Heizungsanlage. Achtung: Frostschutz der Anlage ggf. nicht gewährleistet! Die externe Sperre ist nur bei der Add-on Variante mit Temperaturregelung verfügbar und wird bei Hochtarif und aufgeladenen Speicher aktiviert.
Externe Anforderung	Falls vom Heizungshersteller unterstützt, kann mit der externen Anforderung die Speichertemperatur auf einen eingestellten Wert aufgeladen werden. Die Anforderung wird bei Niedrigtarif aktiviert.

Tabelle A 1: Schnittstellen zur Steuerung der Wärmepumpen

Zwei Ziele sollten erfüllt werden:

1. kein Komfortverlust für den Anwender
2. den Bedarf an elektrischer Energie soweit zeitlich zu verschieben, dass er möglichst netzkonform zur Einspeisung erneuerbarer Energiequellen ist

Für die Steuerung musste zusätzlich ein spezielles Modul entwickelt werden. Bei zwei Teilnehmern konnte dieses Modul eingebaut und getestet werden. Dabei erhielt das zu integrierende Modul seine Daten vom Energiebutler über das Heimnetzwerk, von dort konnten die Daten auch auf dem teilnehmereigenen PC dargestellt werden.

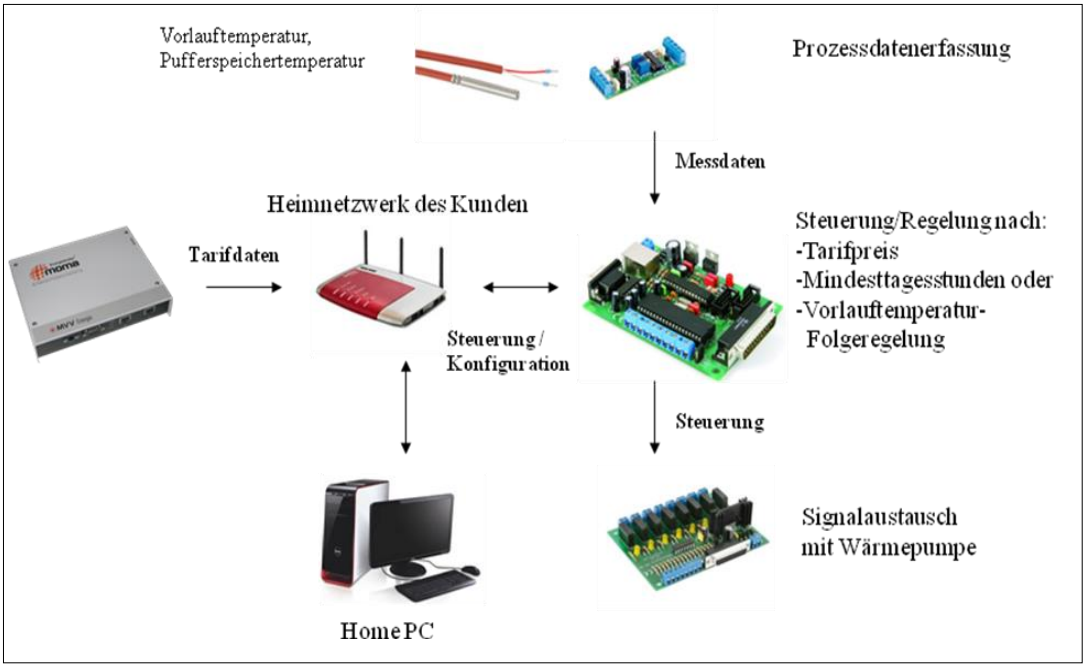


Abbildung A 2: Hardwareelemente der automatischen Steuerung

Die Ansicht auf dem PC zeigt die folgende Abbildung. Über diese Maske war die Konfiguration der Wärmepumpe möglich.

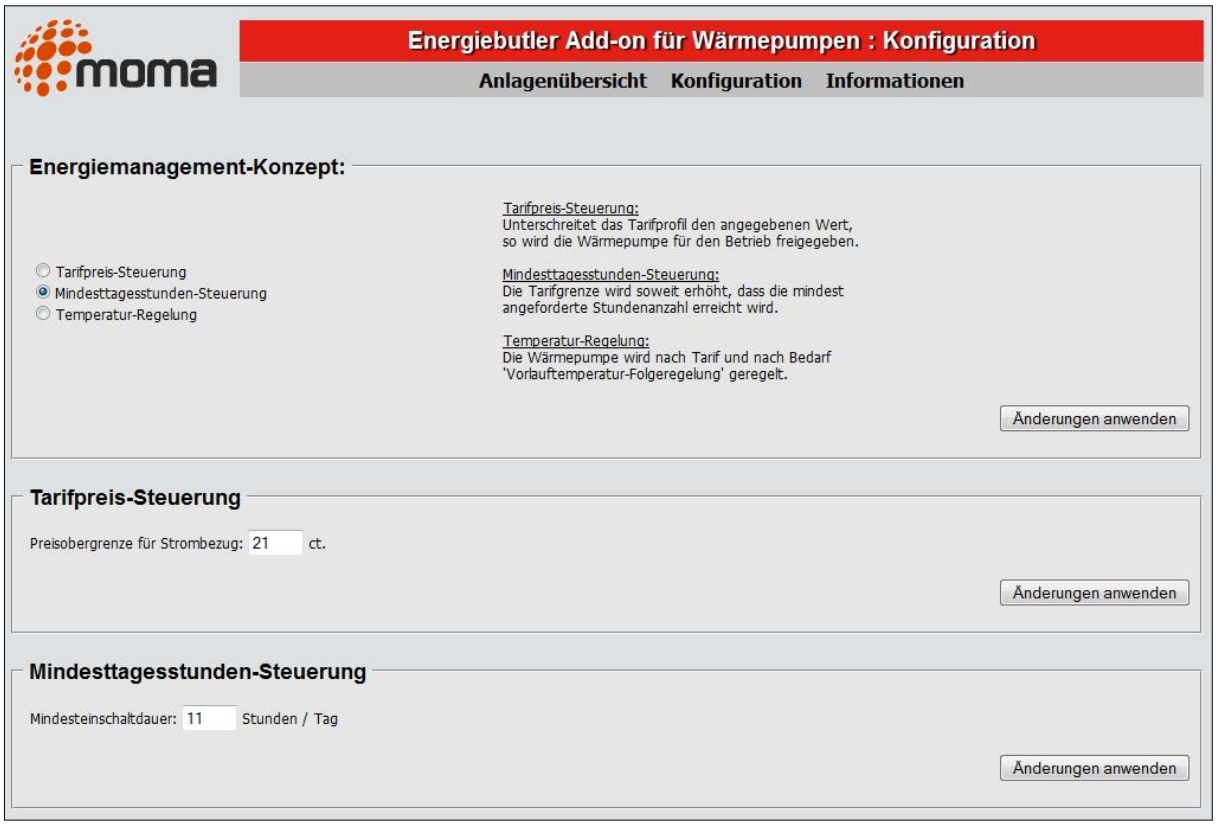


Abbildung A 3: Grafische Oberfläche des Energiebutler Add-on für Wärmepumpen

Die Tests verliefen erfolgreich, es wurde nachgewiesen, dass eine Lastverschiebung mit den Wärmepumpen möglich ist. Die Anlagen liefen zuverlässig. Eine Übertragbarkeit auf verschiedene Wärmepumpensysteme konnte nachgewiesen werden.

A.5 Fragebögen für die Haushaltsbefragungen

Im Feldtest Mannheim wurden die Versuchs- und die Kontrollgruppe mehrfach zu ihrer soziodemografischen Zusammensetzung, ihrem Umgang mit der moma-Technik und ihrer Einschätzung des Feldtests befragt (näheres zur Methodik in Kapitel 5.1). Es folgen exemplarisch zwei Fragebögen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten an Teile der Versuchsgruppe gingen.

In Abschnitt A.5.3 wird ein soziodemografisches Profil für die Versuchsgruppe auf Basis dieser Haushaltsbefragungen erstellt und ein Vergleich mit der Kontrollgruppe gezogen. (Die Zusammenfassung dieses Abschnitts befindet sich in Kapitel 5.2.)

A.5.1 Auftaktfragebogen für Versuchsgruppe (Oktober 2011)

Bitte senden Sie diesen Fragebogen bis zum 11.10.2011 ausgefüllt an uns zurück.

Bitte verwenden Sie zum Ausfüllen des Fragebogens einen gut lesbaren Stift (keinen Bleistift).

Falsch gesetzte Kreuze können Sie auf folgende Weise korrigieren:

Falsches Antwortfeld ausfüllen: ● *Richtiges Antwortfeld ankreuzen:* ⊗

Tragen Sie Ihre handschriftlichen Anmerkungen nur in die dafür vorgesehenen Felder (z.B. ganz am Schluss) ein. Sie können sonst nicht ausgewertet werden.

1. Haben Sie bereits Zugriff auf das MVV-Smart-Meter-Portal?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

○ Ja ○ Nein

2. Wie häufig sind die folgenden Geräte bei Ihnen im Einsatz?

Bitte wählen Sie in jeder Zeile nur eine zutreffende Antwort aus.

	NICHT vorhanden	Täglich in Betrieb	Wöchentlich in Betrieb	Seltener in Betrieb
Wasch-Trocken-Kombination	○	○	○	○
Wäschetrockner	○	○	○	○
Waschmaschine	○	○	○	○
Geschirrspülmaschine	○	○	○	○
Elektrischer Backofen	○	○	○	○
Elektrischer Herd	○	○	○	○
Sauna	○	○	○	○
Solarium	○	○	○	○
Whirlpool	○	○	○	○

Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach am ehesten zutrifft.

3. Wie oft sind folgende Geräte in Ihrem Haushalt vorhanden?

Bitte wählen Sie in jeder Zeile nur eine zutreffende Antwort aus. Bei der Auflistung handelt es sich um die größten Haushaltsstromverbraucher.

	0	1	2	Mehr
Kühl-Gefrier-Kombination	○	○	○	○
Kühlschrank	○	○	○	○
Gefriergerät	○	○	○	○
Laptop oder Notebook	○	○	○	○
Desktop-PC	○	○	○	○
TV	○	○	○	○
Wasserbett	○	○	○	○
Aquarium	○	○	○	○
Fest installierte Raumklimaanlage	○	○	○	○
Mobile Raumklimaanlage	○	○	○	○
Swimming-Pool	○	○	○	○

○ Sonstiges: ☐

Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach am ehesten zutrifft.

4. Nutzen Sie elektrische Energie zur Raumheizung?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

○ Ja ○ Nein *(Weiter mit Frage* 6*)*

5. Wenn Ja, welche elektrischen Geräte nutzen Sie zur Raumheizung?

Bitte wählen Sie alle zutreffenden Antworten aus.

○ Nachtspeicherheizung
○ Bewegliche Heizkörper
○ Sonstiges: ☐
○ Wärmepumpe
○ Heizlüfter
○ *Weiß nicht*

6. Nutzen Sie elektrische Energie zur Warmwassererzeugung?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

○ Ja ○ Nein *(Weiter mit Frage* 8*)*

7. Wenn Ja, welche elektrischen Geräte nutzen Sie zur Warmwassererzeugung?

Bitte wählen Sie alle zutreffenden Antworten aus.

○ Durchlauferhitzer
○ Speichergerät / Boiler
○ Sonstiges: ☐
○ Wasserkocher
○ Wärmepumpe
○ *Weiß nicht*

8. Bitte nennen Sie Ihren Stromverbrauch des letzten Jahres.

Bitte tragen Sie Ihre Antwort in das dafür vorgesehene Feld ein.

☐ Kilowattstunden [kWh] ○ *Weiß nicht*

9. Hat sich Ihr Stromverbrauch im letzten Jahr im Vergleich zum Vorjahr wesentlich geändert?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

Verbrauch gesunken	Verbrauch gleich	Verbrauch gestiegen	*Weiß nicht*
O	O	O	O

10. Welche wesentlichen Faktoren haben Ihren Stromverbrauch innerhalb des letzten Jahres beeinflusst?

Bitte wählen Sie alle zutreffenden Antworten aus.

- O Anschaffung effizienterer Geräte
- O Mehr Geräte
- O Weniger Geräte
- O Anderer Umgang mit Geräten
- O Veränderte Personenzahl im Haushalt
- O Andere Aufenthaltszeiten im Haushalt
- O Sonstiges: ____
- O *Weiß nicht*

11. Wie schätzen Sie Ihren Stromverbrauch ein?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

Unterdurchschnittlich	Durchschnittlich	Überdurchschnittlich	*Weiß nicht*
O	O	O	O

Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach am ehesten zutrifft.

12. Wenn Sie an eine normale Woche denken – wie viele Personen sind <u>werktags</u> üblicherweise zu Hause?

Bitte wählen Sie in jeder Zeile nur eine zutreffende Antwort aus.

	0	1	2	3	4	5	Mehr
6-8 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
8-10 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
10-12 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
12-14 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
14-16 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
16-18 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
18-20 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
20-22 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
22-6 Uhr	O	O	O	O	O	O	O

Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach am ehesten zutrifft.

13. Wenn Sie an eine normale Woche denken – wie viele Personen sind am Wochenende üblicherweise zu Hause?

Bitte wählen Sie in jeder Zeile nur eine zutreffende Antwort aus.

	0	1	2	3	4	5	Mehr
6-8 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
8-10 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
10-12 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
12-14 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
14-16 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
16-18 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
18-20 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
20-22 Uhr	O	O	O	O	O	O	O
22-6 Uhr	O	O	O	O	O	O	O

Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach am ehesten zutrifft.

14. Wie sehr treffen folgende Aussagen auf Sie zu?

Bitte wählen Sie in jeder Zeile nur eine zutreffende Antwort aus.

	1 trifft nicht zu	2	3	4	5	6 trifft voll zu	*Weiß nicht*
Ich möchte Elektrogeräte in Zeiten günstiger Strompreise verwenden.	O	O	O	O	O	O	O
Ich möchte die Möglichkeit haben, Elektrogeräte zu beliebigen Zeiten nutzen zu können.	O	O	O	O	O	O	O

	1 trifft nicht zu	2	3	4	5	6 trifft voll zu	*Weiß nicht*
Durch die zeitliche Verlagerung der Nutzung von Elektrogeräten möchte ich dazu beitragen, dass Erneuerbare Energien vermehrt ins Stromnetz eingespeist werden.	O	O	O	O	O	O	O
Ich probiere gerne technische Geräte aus, um herauszufinden, wie sie funktionieren und was sie alles können.	O	O	O	O	O	O	O
Ich kaufe gerne Dinge, die auch die anderen kaufen, denn dann weiß ich, dass sie funktionieren.	O	O	O	O	O	O	O
Beim Ausprobieren neuer, unbekannter Technologien bin ich sehr vorsichtig.	O	O	O	O	O	O	O
Ich informiere mich vor Abschluss eines Energievertrags ausführlich über verschiedene Angebote.	O	O	O	O	O	O	O

Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach am ehesten zutrifft.

15. Wie häufig nutzen Sie persönlich (beruflich oder privat) das Internet?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

- O Mehrmals täglich
- O Täglich
- O Mehrmals wöchentlich
- O Etwa einmal wöchentlich
- O Einmal bis mehrmals monatlich
- O Seltener als einmal im Monat
- O Nie

16. Besitzen Sie ein mobiles Gerät (z.B. Tablet-PC, SmartPhone) über das Sie auf das Internet zugreifen?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

- O Ja
- O Nein

17. Was halten Sie von folgenden Tarifen?

Bitte wählen Sie in jeder Zeile nur eine zutreffende Antwort aus.

Ein Tarif, der dazu beiträgt, Erneuerbare Energien (wie z.B. Windenergie) in das Stromnetz zu integrieren, indem beispielsweise bei Starkwindereignissen ein Anreiz geboten wird, die Anwendung von Elektrogeräten in diese Zeiten zu verlagern.

1 halte ich für unwichtig	2	3	4	5	6 halte ich für wichtig	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O

Ein Tarif, der einen ökonomischen Anreiz gibt, die Anwendung von Elektrogeräten in preisgünstige Zeiten zu verlagern, um so Stromangebot und –nachfrage besser aufeinander abstimmen zu können.

1	2	3	4	5	6	
halte ich für unwichtig					halte ich für wichtig	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O

Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach am ehesten zutrifft.

18. Wie beurteilen Sie den Ablauf der Installation der elektronischen Zähler?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

1	2	3	4	5	6		
sehr schlecht					sehr gut	Noch nicht installiert *(Weiter mit 20)*	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O	O

19. Was ist in Hinblick auf die Installation der Zähler gut bzw. schlecht zu bewerten?

Bitte wählen Sie alle zutreffenden Antworten aus.

Gut zu bewerten:

- O Pünktlich
- O Reibungsloser Ablauf
- O Auf Wünsche eingegangen
- O Freundliches Personal
- O Problemlose Terminabsprache

Schlecht zu bewerten:

- O Lange Wartezeit
- O Komplizierter Einbau
- O Keine Einweisung und Information
- O Unfreundliches Personal
- O Schwierige Terminabsprache

20. Wie beurteilen Sie die Kompetenz/Erreichbarkeit der Ansprechpartner bei Fragen/Problemen?

Bitte wählen Sie in jeder Zeile nur eine zutreffende Antwort aus.

1	2	3	4	5	6	
fachlich nicht kompetent					fachlich kompetent	Nicht kontaktiert
O	O	O	O	O	O	O
1	2	3	4	5	6	
nie erreichbar					immer erreichbar	Nicht kontaktiert
O	O	O	O	O	O	O

21. Wären Sie bereit, für die Stromverbrauchsinformationen und die Visualisierung der Daten auf einem Internetportal generell etwas zu bezahlen?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

- O Ja
- O Nein

22. Aus welchen Gründen würden Sie diesen Betrag (nicht) bezahlen?

Bitte wählen Sie alle zutreffenden Antworten aus.

Gründe für Zahlungsbereitschaft:

- O Ermöglicht Verbrauchssenkung
- O Ermöglicht Kosteneinsparung
- O Schafft Verbrauchstransparenz
- O Zusätzliche Dienstleistung

Gründe gegen Zahlungsbereitschaft:

- O Gehört zum Service des Anbieters
- O Einsparung zu gering
- O Reguläre Abrechnung genügt
- O Vorteil eher beim Anbieter
- O Preise ohnehin hoch genug

23. Wie teuer dürften die Strominformationen monatlich sein, damit Sie diese beziehen würden?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

0 €	0 – 2 €	2 – 4 €	4 – 6 €	Mehr als 6 €	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O

Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach am ehesten zutrifft.

24. Wie erhalten Sie Informationen am liebsten?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

Post	Email	Fax	Internetzugang	*Keine Angabe*
O	O	O	O	O

25. Wie sind Sie auf den moma-Feldtest aufmerksam geworden?

Bitte wählen Sie alle zutreffenden Antworten aus.

- O Feldtest-Kundenveranstaltung
- O Tageszeitung
- O Internet
- O moma-Homepage
- O Radio
- O Freunde oder Bekannte
- O Kollegen
- O Flyer/Handzettel bei Veranstaltungen
- O Mitarbeiter-Zeitschrift
- O *Keine Angabe*

26. Kennen Sie die Projekt-Homepage von „Modellstadt Mannheim (moma)?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

- O Ja
- O Nein *(Weiter mit Frage 28)*

27. Wie beurteilen Sie diese Homepage?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

1 sehr schlecht	2	3	4	5	6 sehr gut	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O

Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach am ehesten zutrifft.

28. Wie haben Sie sich für die Teilnahme am Feldtest angemeldet?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

Telefon	Anmeldeformular der moma-Homepage	Email	Post	*Keine Angabe*
○	○	○	○	○

29. In welchem Jahr sind Sie geboren?

Bitte tragen Sie Ihre Antwort in das dafür vorgesehene Feld ein.

[ ]

30. Ich bin ...

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

○ weiblich
○ männlich

31. Wie hoch schätzen Sie das monatliche Nettoeinkommen Ihres Haushalts in Euro insgesamt, also das Haushaltseinkommen nach Abzug von Steuern und Sozialabgaben?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

○ unter 900 € netto
○ 900 bis unter 1.300 € netto
○ 1.300 bis unter 1.500 € netto
○ 1.500 bis unter 2.000 € netto
○ 2.000 bis unter 2.600 € netto
○ 2.600 bis unter 3.600 € netto
○ 3.600 bis unter 5.000 € netto
○ 5.000 € netto und mehr
○ *Keine Angabe*

Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach am ehesten zutrifft.

32. Wie viele Personen leben ständig in Ihrem Haushalt – Sie selbst, Ihren Partner / Ihre Partnerin und alle Kinder mit eingerechnet?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

○ 1 Person
○ 2 Personen
○ 3 Personen
○ 4 Personen
○ 5 Personen
○ 6 oder mehr Personen

33. Und wie viele davon sind minderjährig (0 bis 17 Jahre)?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

○ Keine Kinder
○ 1 Kind
○ 2 Kinder
○ 3 Kinder
○ 4 Kinder
○ 5 oder mehr Kinder

34. Wie viele Personen in Ihrem Haushalt gehen einer Erwerbstätigkeit nach?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

- O Keine Person
- O 1 Personen
- O 2 Personen
- O 3 Personen
- O 4 Personen
- O 5 oder mehr Personen

35. Denken Sie bitte nur an die Haushaltsmitglieder, die ständig in Ihrem Haushalt leben. Zusammenfassend: Welche Beschreibung passt am besten auf Ihren Haushalt?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

- O Single-Haushalt
- O Alleinerziehend
- O Paar ohne Kinder, Einfachverdiener
- O Paar ohne Kinder, Doppelverdiener
- O Paar mit Kindern, Einfachverdiener
- O Paar mit Kindern, Doppelverdiener
- O Drei-Generationen-Haushalt
- O Wohngemeinschaft
- O Rentner
- O Sonstiges: ____

36. Welche Schule haben Sie zuletzt besucht bzw. welchen höchsten Bildungsabschluss haben Sie?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

- O Gehe noch zur Schule
- O Ohne Schulabschluss
- O Volks- oder Hauptschule
- O Realschule
- O Weiterbildende Schule ohne Abitur, Berufsfachschule, Berufskolleg, Meisterschule, Technikerschule, Fachakademie
- O Abitur, Hochschulreife, Fachhochschulreife
- O Abgeschlossenes Studium
- O Sonstiges: ____

37. Wo wohnen Sie zurzeit?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

- O In einem Ein- oder Zweifamilienhaus
- O 3-5 Familienhaus/Wohneinheiten
- O 6-10 Familienhaus/Wohneinheiten
- O Mehr als 10 Familienhaus/Wohneinheiten
- O Sonstiges: ____

38. Wie viel Quadratmeter Wohnfläche hat die Wohnung bzw. das Haus, in dem Sie wohnen?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

- O 0 – 50 m²
- O 50 – 70 m²
- O 70 – 90 m²
- O 90 – 110 m²
- O 110 – 130 m²
- O 130 – 150 m²
- O 150 – 170 m²
- O 170 – 190 m²
- O 190 m² und mehr
- O *Weiß nicht*

Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach am ehesten zutrifft.

39. Bewohnen Sie Ihre Wohnung/Ihr Haus als Eigentümer/in oder als Mieter/in?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

- ○ Eigentümer/in des Gebäudes
- ○ Eigentümer/in der Wohnung
- ○ Hauptmieter/in
- ○ Untermieter/in

40. Falls Sie spontan den Energieverbrauchskennwert Ihres Hauses / Ihrer Wohnung kennen, nennen Sie ihn bitte.

Bitte tragen Sie Ihre Antwort in das dafür vorgesehene Feld ein.

[ ] [kWh/(a*m²)]

○ Weiß ich spontan nicht.

41. Wie hat sich die Zahl der Personen in Ihrem Haushalt in den letzen drei Jahren geändert, z.B. durch den Einzug oder Auszug von Personen oder die Geburt eines Kindes?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

- 3 oder mehr	- 2	- 1	0	+ 1	+ 2	+ 3 oder mehr
○	○	○	○	○	○	○

42. Was sind die Gründe für Ihre Teilnahme und Ihr Interesse am Feldtest?

Bitte wählen Sie alle zutreffenden Antworten aus.

- ○ Kosteneinsparung
- ○ Mehr Stromverbrauchsinformationen
- ○ Förderung Erneuerbarer Energien
- ○ Interesse an innovativer Technik
- ○ CO_2-Einsparung
- ○ Berufliche Gründe
- ○ Pädagogische Gründe
- ○ Sonstiges: [ ]

43. Wer hat sich für den Feldtest angemeldet?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

Eine männliche Person	Eine weibliche Person	*Keine Angabe*
○	○	○

44. Wer trifft Entscheidungen in Hinblick auf Technik (z.B. im Rahmen des Feldtests) in Ihrem Haushalt im Allgemeinen?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

Eine männliche Person	Eine weibliche Person	Männliche und weibliche Personen gemeinsam	*Keine Angabe*
○	○	○	○

Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach am ehesten zutrifft.

45. Wer führt Ihren Haushalt vorwiegend?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

Eine männliche Person	Eine weibliche Person	Männliche und weibliche Personen gemeinsam	*Keine Angabe*
○	○	○	○

Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach am ehesten zutrifft.

46. Was wären Sie eher bereit zugunsten des Klimaschutzes zu tun?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

Alltagshandeln ändern	Umsteigen auf klimafreundliche Technologien	Etwas Anderes	Nichts	*Weiß nicht*
○	○	○	○	○

47. Was glauben Sie, wie sicher sind Ihre persönlichen (Stromverbrauchs-)Daten im moma-Feldtest im Allgemeinen?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

1 Nicht sicher	2	3	4	5	6 Sicher	*Weiß nicht*
○	○	○	○	○	○	○

48. Wenn Sie bei der Nutzung des moma-Energiemanagementsystems zwischen Komfort und Datensicherheit wählen müssten, was wäre Ihnen wichtiger?

Bitte wählen Sie nur eine der folgenden Antworten aus.

1 Komfort	2	3	4	5	6 Daten-sicherheit	*Weiß nicht*
○	○	○	○	○	○	○

49. Möchten Sie uns noch etwas mitteilen?

Bitte tragen Sie Ihre Antwort in das dafür vorgesehene Feld ein.

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

Vielen Dank für Ihre Mitwirkung!

A.5.2 Abschlussfragebogen für die Versuchsgruppe (August 2012)

Bitte senden Sie diesen Fragebogen bis zum 7.8.2012 ausgefüllt an uns zurück.

Bitte verwenden Sie zum Ausfüllen des Fragebogens einen gut lesbaren Stift (keinen Bleistift).

Falsch gesetzte Kreuze können Sie auf folgende Weise korrigieren:

Falsches Antwortfeld ausfüllen: ● *Richtiges Antwortfeld ankreuzen:* ⊗

Tragen Sie Ihre handschriftlichen Anmerkungen bitte nur in die dafür vorgesehenen Felder (z.B. ganz am Schluss) ein. Sie können sonst nicht ausgewertet werden.

1 Vorab

Das moma-Gesamtsystem besteht aus vier Teilen: Der Erfassung Ihrer Stromverbrauchsdaten durch den elektrischen Zähler (Smart Meter), der Aufbereitung Ihrer Stromdaten (z.B. im Smart Metering Webportal), der automatischen Gerätesteuerung (Energiebutler, Schaltboxen…) und Ihnen und Ihrem Haushalt.

Mit dieser Befragung möchten wir ermitteln, wie gut alle Komponenten aufeinander abgestimmt sind und an welchen Stellen Sie noch Verbesserungsbedarf sehen. Damit es nicht zu Missverständnissen kommt, möchten wir an dieser Stelle ein paar Begriffe definieren, die wir im Fragebogen verwendet haben.

Energiebutler	weiße Box, die das Preissignal empfängt
Schaltboxen	schwarze Boxen, die in den Steckdosen sitzen und das Preissignal an die angeschlossenen Geräte weitergeben
(MVV) Smart Metering Webportal	Internetportal, auf dem Sie von überall den Strompreis, Ihren Stromverbrauch und Weiteres einsehen können
moma App	Programm, mit dem Sie von zu Hause aus den Strompreis, Ihren Stromverbrauch und die automatische Gerätesteuerung einsehen können
Manuelle Steuerung/Gerätenutzung	Wenn Sie Geräte per Hand ein- oder ausschalten, besonders um günstige Preise auszunutzen und hohe Preise zu vermeiden

Eingangs wüssten wir gerne von Ihnen, ob die Person oder die Personen, die den Fragebogen ausfüllt/ausfüllen…

*Bitte wählen Sie **alle** zutreffenden Antworten aus.*

- ○ …die automatische Steuerung hauptsächlich nutzt/nutzen
- ○ …sich hauptsächlich mit den Stromverbrauchsdaten und Stromkosten auseinander setzt/setzen
- ○ …sich für den Feldtest angemeldet hat/haben
- ○ …den Haushalt hauptsächlich führt/führen

2 Energiemanagement-Technik

7.2 Aufbereitung Ihrer Stromverbrauchsdaten

Wie bewerten Sie grundsätzlich …?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

	1 Negativ	2	3	4	5	6 Positiv	*Weiß nicht*
… das Energiebutler-Portal am PC?	O	O	O	O	O	O	O
… das MVV Smart Metering Webportal?	O	O	O	O	O	O	O
…die moma App	O	O	O	O	O	O	O

Wie häufig haben Sie das <u>MVV-Smart-Meter-Internet-Portal</u> konsultiert?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

	Täglich	Wöchentlich	Monatlich	Nie
Im ersten Monat nach Freischaltung	O	O	O	O
In diesem Monat (Oktober)	O	O	O	O

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

Wie häufig haben Sie die <u>moma App</u> konsultiert?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

	Täglich	Wöchentlich	Monatlich	Nie
Im ersten Monat nach Freischaltung	O	O	O	O
In diesem Monat (Oktober)	O	O	O	O

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

Wie interessant waren für Sie die folgenden im Smart Metering Webportal bereitgestellten Informationen?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

	Sehr interessant	Etwas interessant	Gar interessant	nicht genutzt
Tarifverlauf für den aktuellen Tag	○	○	○	○
Tarifverlauf für den folgenden Tag	○	○	○	○
Gemessener Stromverbrauch	○	○	○	○
Eigene Stromkosten	○	○	○	○
Ersparnis durch moma-Tarif	○	○	○	○
CO_2-Emissionen	○	○	○	○
Gemessene Leistung	○	○	○	○
Geräteerkennung	○	○	○	○
Energiespartipps	○	○	○	○
Stromspar-Check	○	○	○	○
FAQ/Glossar	○	○	○	○

Wie interessant waren für Sie die folgenden in der moma App bereitgestellten Informationen?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

	Sehr interessant	Etwas interessant	Gar nicht interessant	Nicht genutzt
Vergleich Preis jetzt/Preis nächste Stunde	○	○	○	○
Tarifverlauf für den ganzen Tag	○	○	○	○
Vergleich Stromverbrauch gestern/Stromverbrauch heute	○	○	○	○
Stromverbrauch vergangener Tage, Wochen und/oder Monate	○	○	○	○
Status der an den Energiebutler angeschlossenen Geräte	○	○	○	○
moma-News	○	○	○	○

Wie hilfreich fanden Sie die folgenden zeitlichen Auflösungen der Informationen für den Stromverbrauch?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

	Sehr hilfreich	Etwas hilfreich	Gar nicht hilfreich	*Nicht genutzt*
Viertelstündliche Auflösung 96 Werte für einen bestimmten Tag	O	O	O	O
Tägliche Auflösung/Woche 7 Tageswerte (Mo- So) für eine Woche	O	O	O	O
Tägliche Auflösung/Monat bis zu 31 Tageswerte für einen Monat	O	O	O	O
Monatliche Auflösung 12 Monatswerte für ein Jahr	O	O	O	O

Könnten Sie sich vorstellen, für Stromverbrauchsinformationen (Stromverbrauch, Lastgänge, Kostenvisualisierung) auf einem Internetportal generell einen monatlichen Betrag zu bezahlen?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

O Ja O Nein

Falls ja, wie teuer dürften die Strominformationen monatlich sein, damit Sie diese beziehen würden?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

0 €	0-1€	1-2 €	2-3 €	3 – 4 €	4 -5 €	Mehr als 5 €	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O	O

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

7.2 Automatische Gerätesteuerung

Der Energiebutler startet Ihre Geräte automatisch zum kostenoptimalen Zeitpunkt nach dem zuvor festgelegten Einsatzplan. Wie häufig haben Sie die automatische Gerätesteuerung genutzt?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

	Täglich	Wöchentlich	Monatlich	Nie	*Weiß nicht*
Im ersten Monat nach Freischaltung	O	O	O	O	O
In diesem Monat (Oktober)	O	O	O	O	O

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

Nutzen Sie die automatische Gerätesteuerung, um Geräte in Zeiten zu nutzen, in denen Sie sie nicht selbst steuern können (z.B. um Wäsche waschen zu können, wenn Sie nicht zu Hause sind)?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

O Ja O Nein

Nutzen Sie die automatische Gerätesteuerung, um die variablen Preise optimal auszunutzen?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

O Ja O Nein

Lassen Sie eher den Energiebutler die an ihn angeschlossenen Geräte automatisch starten oder starten Sie sie selbst per Hand?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

	Nicht angeschlossen	Immer automatisch	Eher automatisch	Eher per Hand	Immer per Hand
Wasch-Trocken-Kombination	O	O	O	O	O
Wäschetrockner	O	O	O	O	O
Waschmaschine	O	O	O	O	O
Geschirrspülmaschine	O	O	O	O	O

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

Wie oft haben Sie den Energiebutler/die Schaltboxen für längere Zeit (mehr als 1 Tag) ausgesteckt?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

O Immer O Oft O Selten O Nie

Falls Sie eine Waschmaschine an den Energiebutler angeschlossen hatten, haben Sie die folgenden Funktionen der moma App verwendet?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

	Ja	Nein, ich/wir wusste/n nicht wie	Nein, ich/wir hatte/n keine Verwendung dafür
Waschmaschine jetzt starten	O	O	O
Waschmaschine in den nächsten 24 Stunden starten	O	O	O
Waschmaschine immer kostenoptimal starten	O	O	O
Ruhezeiten für *Waschmaschine* einstellen	O	O	O

Wenn Sie keine Waschmaschine angeschlossen hatten, weiter mit der nächsten Frage

Könnten Sie sich vorstellen, für eine automatische Steuerung (Energiebutler, Schaltboxen, automatische, preisoptimierte Geräteschaltung) generell einen monatlichen Betrag zu bezahlen?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

O Ja O Nein

Falls ja, wie viel wären Sie bereit monatlich für die automatische Steuerung zu zahlen?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

0 €	0-1€	1-2 €	2-3 €	3 – 4 €	4 -5 €	Mehr als 5 €	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O	O

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

7.2 Gesamtsystem: Stromverbrauchsdaten und automatische Steuerung

Könnten Sie sich vorstellen, für beides gemeinsam – die automatische Steuerung und die Verbrauchinformationen auf einem Webportal – generell einen monatlichen Betrag zu bezahlen?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

O Ja O Nein

Falls ja, wie viel wären Sie bereit monatlich dafür zu zahlen?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

0 €	0-1€	1-2 €	2-3 €	3 – 4 €	4 -5 €	Mehr als 5 €	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O	O

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

Aus welchen Gründen würden Sie diesen Betrag (nicht) bezahlen?

*Bitte wählen Sie **alle** zutreffenden Antworten aus.*

Gründe für Zahlungsbereitschaft:

- O Ermöglicht Verbrauchssenkung
- O Ermöglicht Kosteneinsparung
- O Erleichtert die Integration erneuerbarer Energien ins Stromnetz
- O Schafft Verbrauchstransparenz
- O Zusätzliche Dienstleistung

Gründe gegen Zahlungsbereitschaft:

- O Gehört zum Service des Anbieters
- O Einsparung zu gering
- O Automatische Steuerung bringt nichts
- O Visualisierung von Stromverbrauchsinfos ist unnötig
- O Vorteil eher beim Anbieter
- O Strompreise ohnehin hoch genug

Hat Ihnen ein Smart Phone oder ein Tablet-PC dabei geholfen…

*Bitte wählen Sie je Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

	Sehr	Etwas	Gar nicht	Nicht genutzt	Nicht vorhanden
…die automatische Gerätesteuerung zu nutzen?	O	O	O	O	O
...die Gerätenutzung manuell in günstige Stunden zu verlagern?	O	O	O	O	O

Wie häufig kam es im laufenden Betrieb seit Juni 2012 zu Fehlern?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

Nie	1 Mal	2 Mal	4 Mal oder Öfter	*Weiß nicht*
○	○	○	○	○

Was muss noch verbessert werden, um das System marktfähig zu machen?

*Bitte wählen Sie **alle** zutreffenden Antworten aus.*

- ○ Die Kommunikation zwischen Energieversorger und Endkunden
- ○ Die Darstellung der Informationen im Webportal
- ○ Zusätzliche Informationen im Webportal, nämlich
- ○ Zusammenspiel der einzelnen Komponenten
- ○ Das äußere Design der Schaltboxen/ des Energiebutlers
- ○ Bedienungsfreundlichkeit
- ○ Die Tarifgestaltung (z.B. ein weniger komplexer Tarif oder stärkere Preisspreizung)
- ○ Die Anzahl der Geräte, die automatisch Gesteuert werden kann
- ○ Standardadisierung des Anschlusses (Plug&Play)
- ○ Ein anderer Bereich und zwar:

Bitte antworten Sie im vorgesehenen Textfeld.

3 STROMTARIF

Der Preis wechselt stündlich und setzt sich jeden Tag anders zusammen. War es dennoch möglich, sich im Gebrauch von Geräten in Ihrem Haushalt nach dem Preis zu richten?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

- ○ Ich/Wir konnte(n) es mir/uns einrichten einmal pro Tag das Preisprofil runterzuladen und meinen/unseren Stromverbrauch zum Teil danach richten
- ○ Ich/Wir habe(n) es selten genutzt
- ○ Ich/Wir habe(n) es gar nicht versucht
- ○ Ich/Wir habe(n) mich/ uns komplett auf die automatische Steuerung verlassen und sonst nicht weiter auf den Preis geachtet

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

Durch den moma-Tarif ist die Nutzung von Elektrogeräten je nach Zeitpunkt unter-schiedlich teuer. Benutzen Sie Elektrogeräte vorwiegend in preisgünstigen Stunden?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

	Ja	Nein
Durch die automatische Gerätesteuerung	O	O
Durch manuelle Gerätesteuerung	O	O

Welche Geräte, die nicht an den Energiebutler angeschlossen waren, nutzten Sie bevorzugt in günstigen Stunden (manuelle Gerätenutzung)?

*Bitte wählen Sie **alle** zutreffenden Antwort aus.*

- O Laptop oder Notebook
- O Desktop-PC
- O Drucker
- O TV oder Radio
- O Raumklimaanlage
- O Swimming-Pool
- O Sauna
- O Solarium
- O Elektrischer Rasenmäher
- O Wasserbett (Heizung)
- O Aquarium (Filter/Heizung/Pumpen etc.)
- O Wasch-Trocken-Kombination
- O Wäschetrockner
- O Waschmaschine
- O Geschirrspülmaschine
- O Elektrischer Backofen
- O Elektrischer Herd
- O Warmwasseraufbereitung (z.B. Boiler in Bad oder Küche)
- ☐ Kaffeemaschine oder Wasserkocher
- O Staubsauger
- ☐ Bügeleisen
- O Sonstiges: _____

Aus welchen Gründen verlagern Sie die Nutzung von Elektrogeräten nicht immer in preisgünstige Stunden?

*Bitte wählen Sie **alle** zutreffenden Antwort aus.*

- O Finanzieller Anreiz zu gering
- O Großer Komfortverlust
- O Zu häufig wechselnde Preise
- O Nicht anwesend
- O Sonstiges: _____

Wenn Sie die Gerätenutzung manuell verschoben haben, wonach haben Sie sich am meisten gerichtet?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

- O Dem Preisverlauf für den Tag in Farben (rot/gelb/grün) auf dem Smart Metering Portal/der moma App
- O Dem Preisverlauf für den Tag in ct/kWh auf dem Smart Metering Portal/der moma App
- O Der Farbe der aktuellen Stunde und der folgenden Stunde auf der moma App
- O Der Preisangabe (in ct/kWh) der aktuellen Stunde und der folgenden Stunde in der moma App
- O Den Farbsignalen des Energiebutlers
- O Der Farbe der LED an der Schaltbox

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

Haben Sie Ihrer Einschätzung nach durch den moma-Tarif Geld gespart?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

O Ja O Nein O *Weiß nicht*

Falls ja, bitte geben Sie uns Ihre Einschätzung wie viel Euro Sie durch den moma-Tarif ungefähr im Monat gespart haben.

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

0 €	0 – 2 €	2 – 4 €	4 – 6 €	Mehr als 6 €	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

Falls nein, bitte geben Sie uns eine Einschätzung, aus welchen Gründen Sie kein Geld einsparen konnten.

*Bitte wählen Sie **alle** zutreffenden Antworten aus.*

- O automatische Steuerung nicht genutzt
- O Sonstiges: ____
- O Ungünstige Tarifzeiten
- O Geräte in Nutzung zeitlich nicht verschiebbar
- O Mehrverbrauch durch moma-Infrastruktur

Würden Sie gerne den moma-Tarif oder einen vergleichbaren Tarif auch nach dem Ende des Feldtests weiter nutzen?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

O Ja O Vielleicht O Nein

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

Was wären Gründe für Sie weiterhin einen variablen Tarif zu nutzen?

*Bitte wählen Sie **alle** zutreffenden Antworten aus.*

- O Ich/Wir möchte/n die Integration Erneuerbarer Energien ins Netz voranbringen
- O Ich/Wir möchte/n mehr für den Klimaschutz tun
- O Ich/Wir möchte/n regionale Energieeinspeisung unterstützen
- O Ich/Wir möchte/n Geld sparen
- O Ich/Wir möchte/n zu einer besseren Netzauslastung beitragen
- O Ich/Wir fände/n das gerechter, da der Strompreis an der Börse auch schwankt

Kreuzen Sie nur die Antworten an, die für eine Entscheidung relevant wären.

Der Strom kann für Sie nicht teurer werden, als mit Ihrem bisherigen Tarif (*Best-Price-Abrechnung, moma-Bonus*). Wie wichtig war Ihnen im Nachhinein dieses Argument bei der Teilnahme?

*Bitte wählen Sie **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

Nicht wichtig					Sehr wichtig	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O

Bitte geben Sie uns eine grundsätzliche Einschätzung zur Gestaltung des Tarifs.

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

Nicht verständlich					Verständlich	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O

Nicht transparent					Transparent	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O

Nicht alltagstauglich					Alltagstauglich	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O

4 DATENSCHUTZ

Wie wichtig ist Ihnen der Schutz Ihrer Stromverbrauchs-Daten vor nicht autorisierter Einsicht durch Dritte?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

1	2	3	4	5	6	
Nicht wichtig					Wichtig	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O

Wie wichtig ist Ihnen der Schutz des Energiemanagements vor unerlaubtem Zugriff durch Dritte?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

1 Nicht wichtig	2	3	4	5	6 Wichtig	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O

Für wie sicher halten Sie Ihre Daten im Feldtest?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

1 Nicht sicher	2	3	4	5	6 Ganz sicher	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O

Smart Meter und Smart Grid sollen deutschlandweit flächendeckend eingeführt werden. Für wie sicher halten Sie die zukünftig sammelbaren Daten im Allgemeinen?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

1 Nicht sicher	2	3	4	5	6 Ganz sicher	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O

5 CHARKTERISIERUNG IHRES HAUSHALTS

5.1 Personenbezogene Daten

Wie viele Personen leben in Ihrem Haushalt?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

O Eine Person O Zwei Personen O Drei Personen O Mehr

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

Wie hat sich die Zahl der Personen in Ihrem Haushalt seit der letzten schriftlichen moma-Befragung geändert, z.B. durch den Einzug oder Auszug von Personen oder die Geburt eines Kindes?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

- 3 oder mehr	- 2	- 1	0	+ 1	+ 2	+ 3 oder mehr
O	O	O	O	O	O	O

Die letzte schriftliche Befragung Ihres Haushalts fand entweder im Oktober 2011 oder im März 2012 statt

Wenn Sie an eine normale Woche denken – wann können Sie werktags grundsätzlich kein Strom *manuell* verschieben (z.B. wegen Abwesenheits- oder Schlafenszeiten?)

*Bitte wählen Sie **alle** zutreffenden Antworten aus.*

5 -7 Uhr	○	17 – 19 Uhr	○
7 – 9 Uhr	○	19 – 22 Uhr	○
9 -11 Uhr	○	20 – 23 Uhr	○
11-14 Uhr	○	23 – 1 Uhr	○
14 -17 Uhr	○	1 – 5 Uhr	○

Wenn Sie an eine normale Woche denken – wann können Sie am Wochenende grundsätzlich kein Strom *manuell* verschieben (z.B. wegen Abwesenheits- oder Schlafenszeiten?)

*Bitte wählen Sie **alle** zutreffenden Antworten aus.*

5 -7 Uhr	○	17 – 19 Uhr	○
7 – 9 Uhr	○	19 – 22 Uhr	○
9 -11 Uhr	○	20 – 23 Uhr	○
11-14 Uhr	○	23 – 1 Uhr	○
14 -17 Uhr	○	1 – 5 Uhr	○

Was ist Ihnen wichtiger: Haushaltsgeräte zu jedem beliebigen Zeitpunkt nutzen zu können oder zu Zeitpunkten, in denen der Strom günstig ist, so dass Sie Geld sparen?

*Bitte wählen Sie in jeder Zeile **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

1 beliebiger Zeitpunkt	2	3	4	5	6 günstiger Zeitpunkt	*Weiß nicht*
○	○	○	○	○	○	○

War während der Praxisphase (entweder seit Oktober 2011 oder seit März 2012) länger als 5 Tage am Stück niemand zu Hause (z.B. Urlaub)?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

○ Ja ○ Nein

Falls ja, bitte geben Sie uns den Zeitraum/die Zeiträume an:

	○ keine Angabe

Warum haben Sie sich für den Feldtest angemeldet?

*Bitte wählen Sie **alle** zutreffenden Antworten aus.*

- O Ich/Wir wollte/n Geld sparen
- O Ich/Wir hatte/n Interesse an der automatischen Steuerung
- O Ich/Wir hatte/n Interesse an der Stromvisualisierung (Webportal)
- O Ich/Wir hatte/n Interesse an einer monatlichen Abrechnung
- O Ich/Wir wollte/n zur verstärkten Nutzung *Erneuerbarer Energien* beitragen
- O Ich/Wir wollten Energie sparen
- O Ich/Wir wollte/n die Forschung im Bereich *Smart Grid* voranbringen
- O Ich/Wir wollte/n ein Smart Meter

Kreuzen Sie bitte nur die Antworten an, die für Ihre Entscheidung relevant waren.

Wer hat sich für den Feldtest angemeldet?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

- O Eine Person männlichen Geschlechts
- O Eine Person weiblichen Geschlechts
- O Mehrere Personen unterschiedlichen Geschlechts
- O Sonstiges

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

Wer führt den Haushalt hauptsächlich?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

- O Eine Person männlichen Geschlechts
- O Eine Person weiblichen Geschlechts
- O Mehrere Personen unterschiedlichen Geschlechts
- O Sonstiges

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

Wer nutzt die automatische Steuerung hauptsächlich?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

- O Die Person(en), die den Haushalt hauptsächlich führt/führen
- O Die Person(en), die sich für den Feldtest angemeldet hat/haben
- O Sowohl als auch
- O Weder noch

*Wenn Sie sich nicht ganz sicher sind, geben Sie den Wert an, der Ihrer Meinung nach **am ehesten** zutrifft.*

5.2 Energieverbrauchsverhalten

Hat sich Ihr Stromverbrauch seit März 2012 wesentlich geändert?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

Verbrauch gesunken	Verbrauch gleich	Verbrauch gestiegen	*Weiß nicht*
O	O	O	O

Haben Sie seit März 2012 Ihr Stromverbrauchsverhalten geändert?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

- O Ja
- O Nein

Falls ja, wie äußerte sich diese Verhaltensänderung?

*Bitte wählen Sie **alle** zutreffenden Antworten aus.*

- O Geringere Gerätenutzung
- O Stärkere Gerätenutzung
- O Anschaffung effizienterer Geräte
- O Verringerung der Geräteanzahl
- O Vergrößerung der Geräteanzahl
- O Standby-Reduzierung
- O Geräteabschaltung während Hochpreiszeit
- O Verschiebung der Gerätenutzung in Nicht-Hochpreiszeiten
- O Sonstiges: _____

Welche Energieklasse haben die folgenden Geräte in Ihrem Haushalt?

*Bitte wählen je Zeile Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

	NICHT Vorhanden	A	A+	A++	A+++	schlechter als A oder älter als 10 Jahre	Weiß nicht
Kühl-Gefrier-Kombination	O	O	O	O	O	O	O
Kühlschrank	O	O	O	O	O	O	O
Gefriergerät	O	O	O	O	O	O	O
Waschmaschine	O	O	O	O	O	O	O
Geschirrspülmaschine	O	O	O	O	O	O	O

		D	C	B	A	Schlechter als D oder älter als 10 Jahre	Weiß nicht
Wäschetrockner	O	O	O	O	O	O	O
Wasch-Trocken-Kombination	O	O	O	O	O	O	O
Elektrischer Backofen	O	O	O	O	O	O	O
Raumklimaanlagen	O	O	O	O	O	O	O

Haben Sie eine Nachtspeicherheizung (ein Hinweisdarauf kann der MVV-Mondscheintarif (HT/NT-Tarif) sein)?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

O Ja O Nein

Haben Sie den von Ihnen verbrauchten Strom zum Teil selbst hergestellt (z.B. mit einem dieselbetriebenen Generator oder einer auf Eigenverbrauch ausgerichteten Photovoltaikanlage)?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

O Ja O Nein

6 ORGANISATION UND ABLAUF

Wie beurteilen Sie generell Ablauf und Organisation des Feldtests

*Bitte wählen Sie **nur eine** zutreffende Antwort aus.*

1	2	3	4	5	6	
Negativ					Positiv	*Weiß nicht*
O	O	O	O	O	O	O

Haben Sie Verständnis für die Verzögerungen oder Verschiebungen im Feldtest?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

O Ja O Nein

Möchten Sie uns bezüglich der Organisation des Feldtests noch etwas mitteilen?

Bitte tragen Sie Ihre Antwort in das dafür vorgesehene Feld ein.

.....
.....
.....
.....

7 SONSTIGES

Würden Sie im Nachhinein noch einmal an diesem Feldtest teilnehmen?

*Bitte wählen Sie **nur eine** der folgenden Antworten aus.*

O Ja O Nein

Möchten Sie uns grundsätzlich noch etwas mitteilen?

Bitte tragen Sie Ihre Antwort in das dafür vorgesehene Feld ein.

.....
.....
.....
.....
.....
.....

Vielen Dank für Ihre Mitwirkung!

A.5.3 Ausführliche Beschreibung von Versuchs- und Kontrollgruppe

Personenzahl im Haushalt

Die meisten teilnehmenden Haushalte (etwa 45%) bestehen in beiden Gruppen aus 2 Personen. Die restlichen Haushalte teilen sich größtenteils gleichmäßig (je circa 15%) auf Haushalte mit einer, drei oder vier Personen auf. Nur wenig Haushalte (6,4% der Versuchsgruppe, 3,9% der Kontrollgruppe) haben mehr als 4 Haushaltsmitglieder.[236]

Insgesamt leben in der Versuchsgruppe in den teilnehmenden Haushalten mindestens[237] 883 Personen, in der Kontrollgruppe sind es mindestens 258. In der Versuchsgruppe leben in 65% der Haushalte keine Kinder, in der Kontrollgruppe in 72%. In den übrigen Haushalten leben meist ein oder zwei Kinder. In der Versuchsgruppe leben in 4 % der Haushalte mehr als zwei Kinder und in der Kontrollgruppe sogar nur in 2%.

Alter und Geschlecht

In der Auftaktbefragung wurde nach dem Geburtsjahr der Person gefragt, die den Fragebogen ausfüllte. Im Durchschnitt ergab sich ein Alter der FragebogenausfüllerInnen in der Versuchsgruppe von 54,5 Jahren. Die FragebogenausfüllerInnen der Kontrollgruppe waren im Durchschnitt fast 3 Jahre älter, nämlich 57,2 Jahre. In Abbildung A 4 ist die Verteilung für beide Gruppen sowie zum Vergleich in Deutschland dargestellt.

[236] Laut statistischem Bundesamt lebten 2011 40,4% der Deutschen in Ein-Personenhaushalten. An zweiter Stelle folgten Zwei-Personenhaushalte mit 34,3%. Vgl. http://www.bpb.de/nachschlagen/zahlen-und-fakten/soziale-situation-in-deutschland/61587/haushalte-nach-zahl-der-personen (zuletzt aufgerufen am 15.3.2013)

[237] Summe der in den Fragebögen angegebenen Personenzahlen im Haushalt

In der Kontrollgruppe sind mehr als zwei Drittel der Personen, die den Auftaktfragebogen ausgefüllt haben, älter als 50 (in der Versuchsgruppe sind es mit 60,4% ebenfalls mehr als die Hälfte). Im Vergleich mit Deutschland[238] zeigt sich, dass besonders die Alterstufen 20 bis 40 beim Versuch unterrepräsentiert sind. nehmen sogar fünf Mal weniger teil als ihr Anteil an der deutschen Bevölkerung ausmacht. Auch die Personen zwischen 80 und 90 sind unterrepräsentiert. Besonders stark sind die Befragten zwischen 60 und 70 Jahren überrepräsentiert.

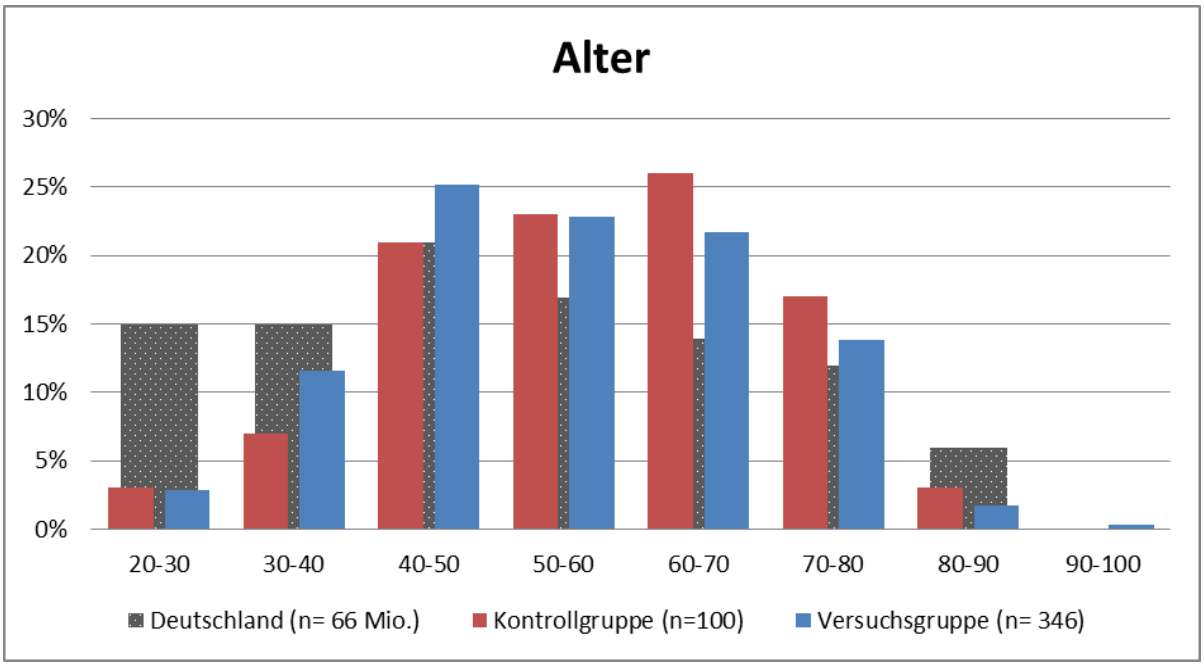


Abbildung A 4: Altersverteilung der Personen, die den Fragebogen ausfüllten

53% der Befragten gaben bei der Beschreibung ihres Haushalts „Paar ohne Kinder“, „Rentner-„ oder „Singlehaushalt“ an. In diesen Haushalten kann man davon ausgehen, dass das Alter der Person, die den Fragebogen ausfüllt, in etwa auch dem Durchschnittsalter des Haushalts entspricht. In Haushalten, die sich als Paar mit Kindern oder als Alleinerziehend beschreiben (39%), senkt das Alter der Minderjährigen den Altersdurchschnitt im Haushalt. Dies betrifft allerdings hauptsächlich die ersten drei Altersklassen (20-50 Jahre).[239] Für anders beschriebene Haushalte (z.B. Wohngemeinschaften) lassen sich keine Annahmen über das Alter der Personen treffen, die den Fragebogen ausfüllten. Diese verbleibenden 8% werden aber nicht dazu beitragen können, den starken Überschuss an Personen zwischen 50 und 80 Jahren auszugleichen.

Zwei Drittel (68%) der Personen aus der Versuchsgruppe, die den Auftaktfragebogen ausfüllten, waren männlich. In der Kontrollgruppe sind es sogar drei Viertel (74%). Ebenfalls zwei Drittel, der Personen, die sich für den Feldtest anmeldeten waren in der Versuchsgruppe laut Abschlussfragebogen männlichen Geschlechts. In der Kontrollgruppe waren es nur 56%. In beiden Gruppen war es in 20% der Fälle eine Frau, die sich für den Feldtest drei anmeldete.

[238] Alterspyramide nach dem statistischen Bundesamt für das Jahr 2010: https://www.destatis.de/bevoelkerungspyramide/ (zuletzt aufgerufen am 15.3.2013)
[239] Nur 5 HH mit Kindern mit Pers. über 60 Jahre, nur 14 HH mit Kindern mit Pers. über 50 Jahre

In der Versuchsgruppe werden die technischen Entscheidungen in der Hälfte aller Fälle ausschließlich von Männern geführt. In der Kontrollgruppe werden Entscheidungen, die Technik betreffen, meistens (49%) von Personen unterschiedlichen Geschlechts gemeinsam getroffen und weniger häufig nur von männlichen Personen. Frauen sind die alleinigen Entscheiderinnen in beiden Gruppen in ungefähr 13% der Fälle. Der Haushalt wird allerdings nur selten von einer männlichen Person geführt[240]: in 10% der Fälle in der Kontrollgruppe, in 16% der Fälle in der Versuchsgruppe. Der Rest der Haushalte teilt sich ziemlich gleichmäßig in solche auf, die von einer weiblichen geführt werden und solche, die von mehreren Personen unterschiedlichen Geschlechts geführt werden.

Bildungsstand

59% der Personen, die den Fragebogen ausfüllten, haben die allgemeine oder Fachhochschulreife erlangt. Das ist mehr als doppelt so viel, wie im Bundesdurchschnitt[241]. Andere Schulabschlüsse sind dementsprechend unterrepräsentiert: 11% der Befragten haben einen Realschulabschluss (bundesweit 22%), 8% einen Volks- oder Hauptschulabschluss (36%). 44% aus den moma-Gruppen haben ein abgeschlossenes Studium, während nur 16% eine weiterführende Schule ohne Abitur besucht haben. Letzteren Bildungsweg wählten aber laut statistischem Bundesamt 58% der Deutschen, während nur 15% ein abgeschlossenes Hochschul- oder Fachhochschulstudium haben.

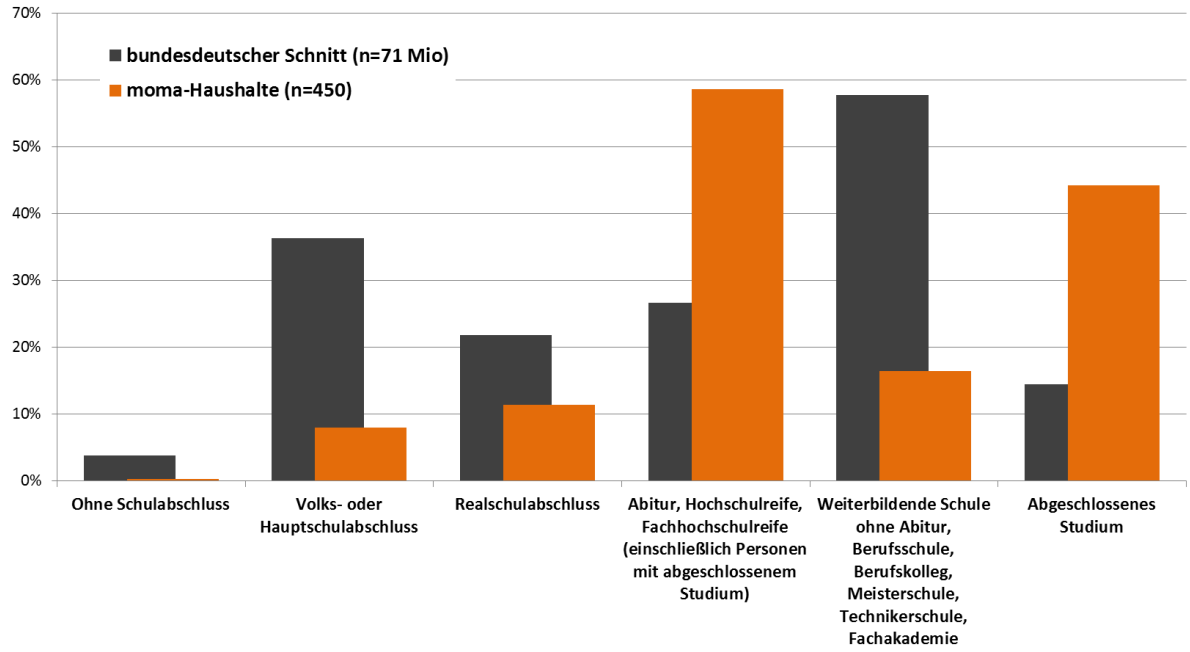


Abbildung A 5: Verteilung der höchsten Schul- und Bildungsabschlüsse

[240] Folgende Ergebnisse zur Haushaltsführung stammen aus der Auftaktbefragung. Laut Abschlussbefragung führen in etwa 20% der Fälle Männer den Haushalt und in etwa 50% der Fälle Frauen.

[241] Angaben des statistischen Bundesamts für 2011 in Zusammenhang mit ihrer Publikation Bildung in Deutschland 2012 - Ein indikatorengestützter Bericht mit einer Analyse zur kulturellen Bildung im Lebenslauf: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/BildungForschungKultur/Bildungsstand/Tabellen/Bildungsabschluss.html

Wiederum wurde nur der höchste Bildungsabschluss der Person abgefragt, die den Fragebogen ausfüllte. Doch der hohe Anteil an Ein- und Zweipersonenhaushalten und unter der Annahme, dass starke Bildungsdifferenzen eher selten in Partnerschaften auftreten (vgl. *Münchner Studie zu Partnerwahl und Partnerschaft*[242]), deutet darauf hin, dass diese Verteilung in etwa auch der Verteilung über alle volljährigen Haushaltsmitglieder nach der Ausbildung entspricht. In der folgenden Abbildung sind die von den moma-Haushalten angegebenen höchsten Schul- und Bildungsabschlüsse im Vergleich zum bundesdeutschen Schnitt dargestellt. Darin wird nochmals deutlich, dass der Bildungsgrad der moma-Haushalte im Durchschnitt höher ist als der des Bundesdurchschnitts.

Haushaltseinkommen

Die meisten (24%) am moma-Projekt teilnehmenden Haushalte haben ein monatliches Nettohaushaltseinkommen von 3600€ bis 5000€. Danach folgt mit 18% ein deutlich geringeres monatliches Einkommen zwischen 900€ und 1300€. Unter 900€ oder im Mittelfeld zwischen 1300€ und 2000€ liegen nur wenige der teilnehmenden Haushalte. Insgesamt haben 70% der Haushalte 2000€ oder mehr im Monat zur Verfügung. Deutschlandweit[243] hatten im Jahr 2011 allerdings nur 45% der Haushalte ein monatliches Nettoeinkommen über 2000€. 16% der moma-Haushalte hatte ein Nettohaushaltseinkommen von mehr als 5000€ pro Monat. Nur 8,1% der Deutschen haben hingegen ein Nettohaushaltseinkommen von mehr als 4500€ im Monat zur Verfügung. Die folgende Abbildung zeigt nochmal deutlich die Überrepräsentation von gut verdienenden Haushalten und die Unterrepräsentation von gering- wie mittelverdienenden.

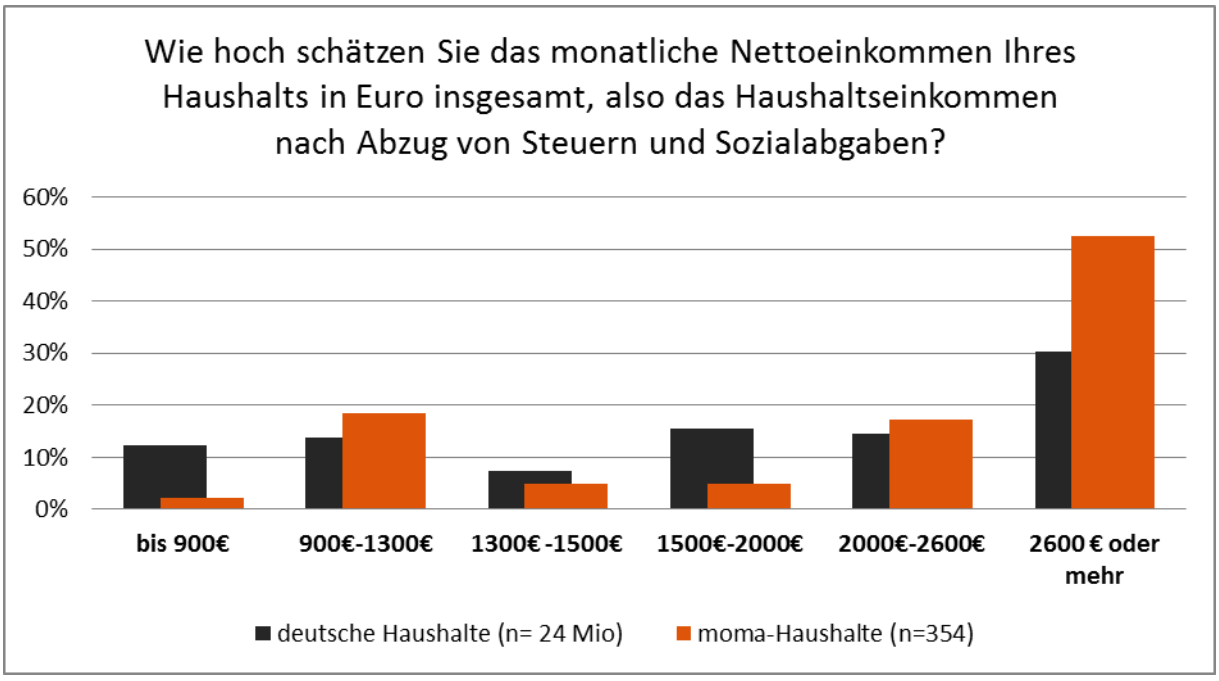


Abbildung A 6: monatliches Nettohaushaltseinkommen der teilnehmenden Haushalte

[242] Bauer und Ganser, Münchner Studie zu Partnerwahl und Partnerschaft http://www.ls4.soziologie.uni-muenchen.de/downloads/partnerstudie.pdf (zuletzt aufgerufen am 15.3.2013)

[243] Bezogen auf die folgende Fachreihe des statistischen Bundesamtes: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bevoelkerung/HaushalteMikrozensus/HaushalteFamilien2010300117004.pdf?__blob=publicationFile

Wohnarten und Wohnungs-/Gebäudegröße

Zwei Drittel der am Feldtest teilnehmenden Personen sind Eigentümer ihrer Wohnung oder ihres Hauses. Etwa 30% sind Hauptmieter. In beiden Gruppen ist jeweils nur eine Person dabei, die zur Untermiete lebt.

Mehr als die Hälfte aller teilnehmenden Haushalte befinden sich in einem Ein- oder Zweifamilienhaus. Der Rest teilt sich etwa gleichmäßig auf 3-5-, 6-10-, und mehr als 10-Parteien-Häuser auf. Der Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern in der Versuchsgruppe ist etwas kleiner (-7%) als in der Kontrollgruppe und dementsprechend sind die Haushalte in Mehrfamilienhäusern stärker vertreten.

Die Versuchsgruppe lebt in etwas größeren Wohnungen als die Kontrollgruppe, der Unterschied ist allerdings nicht sehr stark. Im Durchschnitt haben die Wohnungen 110-130m².

In Abbildung A 7 sind die Größenverteilung der Wohnungen der beiden Gruppen dargestellt sowie der bundesdeutsche Durchschnitt[244] von 92,1m²(erste gepunktete Säule) sowie das Doppelte davon (zweite, stärker gepunktete Säule).

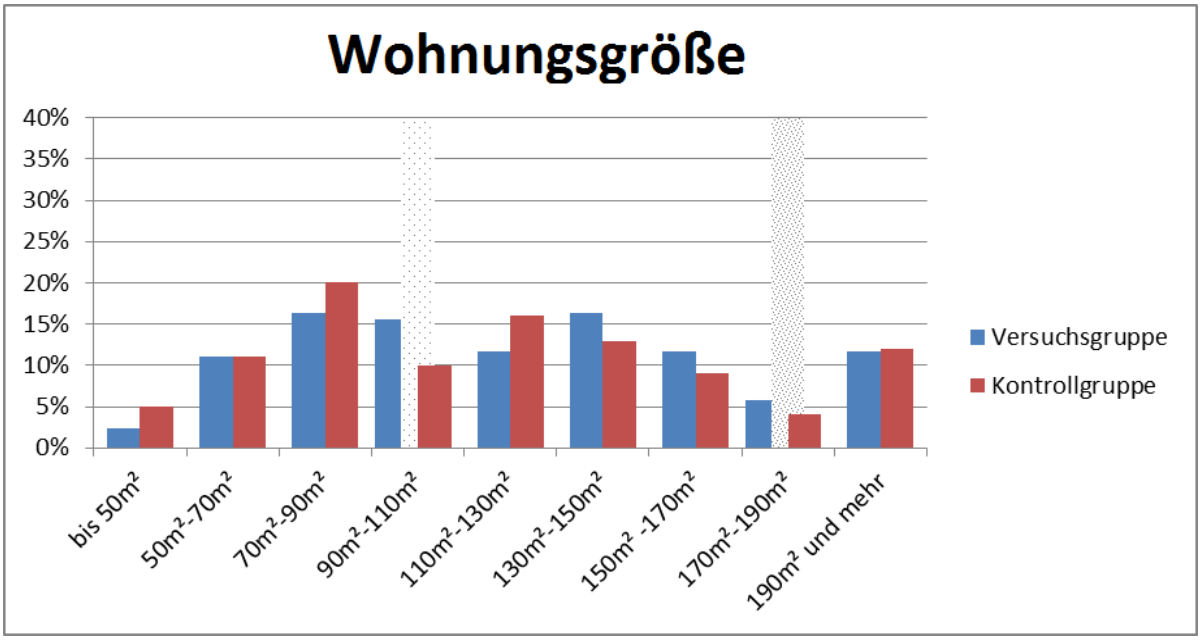


Abbildung A 7: Größe der Wohnungen der beiden Gruppen mit angedeutetem Bundesdurchschnitt und Doppeltem des deutschen Durchschnitts

Selbst wenn man annimmt, dass die Wohnungen in der Kategorie 90-110m² nicht größer 92,1m² sind, liegt bereits mehr als die Hälfte (56% bzw. 54%) der Wohnungen über dem Bundesdurchschnitt. Bundesweit sind 37% der Wohnungen größer als 100m². Mindestens 12% der Wohnungen sind mehr als doppelt so groß wie der Bundesdurchschnitt und 2% bis 5% sind halb so groß.

[244] Laut statistischem Jahrbuch 2012: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/StatistischesJahrbuch/StatistischesJahrbuch2012.pdf?__blob=publicationFile

Elektrogeräte in den Haushalten

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die durchschnittliche Mindestanzahl an Geräten pro Haushalt für die Versuchsgruppe und für die Kontrollgruppe. Die Grundlage für die Anzahl der Haushalte je Gruppe sind die Haushalte, die diese Frage im Fragebogen beantwortet haben, nicht alle teilnehmenden Haushalte.

Gerät	Anzahl pro HH in Versuchsgruppe	Anzahl pro HH in Kontrollgruppe	Abweichung von der Versuchsgruppe
Kühl-Gefrier-Kombination	0,824	0,837	+2%
Kühlschrank	0,834	0,827	-1%
Gefriergerät	0,639	0,541	-15%
Laptop/ Notebook	1,408	1,276	-9%
Desktop-PC	1,085	0,980	-10%
TV	1,755	1,653	-6%
Wasserbett	0,053	0,031	-42%
Aquarium	0,107	0,082	-23%
Festinstallierte Raumklimaanlage	0,116	0,071	-39%
Mobile Raumklimaanlage	0,135	0,122	-10%
Swimming-Pool	0,006	0,041	+583%

Tabelle A 2: Durchschnittliche Mindestanzahl von Geräten pro Haushalt in beiden Gruppen[245]

Auffällige Abweichungen gibt es besonders in den seltener vorkommenden Kategorien Wasserbett, Festinstallierte Raumklimaanlage, Aquarium und Swimming-Pool.

Stromverbrauch

Im Fragebogen wurde auch nach dem Stromverbrauch im vergangenen Jahr gefragt. 70% der Antwortenden machten hierzu eine Angabe. Drei Viertel davon gaben einen Stromverbrauch zwischen 1.000 kWh und 5.000 kWh für das Jahr an. Mehr als 8000 kWh verbrauchen nur KundInnen aus der Versuchsgruppe; insgesamt sind dies 9 Haushalte. In der Kontrollgruppe gibt es dabei deutlich mehr Haushalte, die einen geringen Stromverbrauch von weniger als 2001 kWh/Jahr haben (in der Kontrollgruppe sind es fast ein Drittel, in der Versuchsgruppe nicht ganz ein Fünftel der Haushalte). Im Durchschnitt verbrauchte ein Haushalt der Versuchsgruppe 3804kWh im Jahr und ein Kontrollhaushalt 3372 kWh.

[245] Berechnung des hier dargestellten Mindestdurchschnittswerts: alle angegebenen Geräte dividiert durch die Anzahl der Haushalte pro Gruppe. Da die den Fragebogen ausfüllenden Personen nur 0, 1, 2 und „3 oder mehr“ angeben konnten, ist es möglich, dass die durchschnittliche Anzahl der Geräte zu gering ausfällt. Dies trifft besonders auf die Kategorien TV, Laptop/Notebook und Desktop-PC zu.

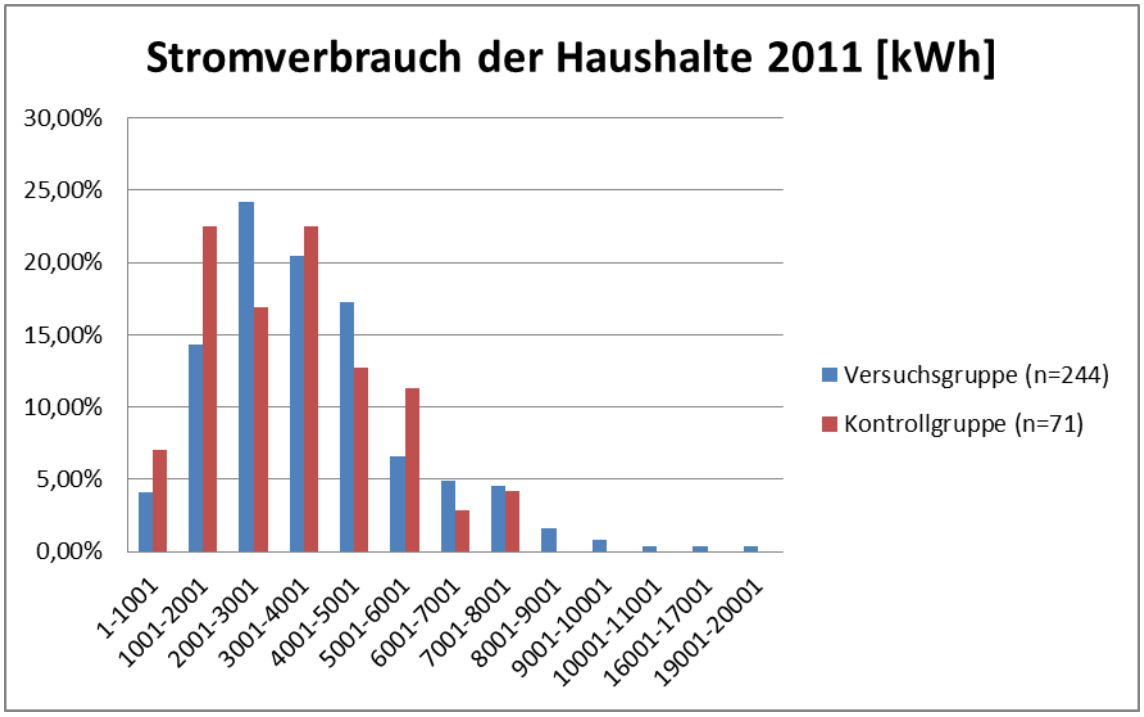


Abbildung A 8: Energieverbrauch des Jahr 2011

Die meisten (in der Versuchsgruppe 60%, in der Kontrollgruppe 70%) sehen ihren Haushalt als durchschnittliche Verbraucher. Der selbstberichtete Verbrauch dieser Teilmenge befand sich dabei bei weniger als 200 kWh Jahresstromverbrauch pro Person im Haushalt bis zu 3500 kWh Jahresstromverbrauch pro Person. Das Spektrum, das als durchschnittlich empfunden wird, reicht also sehr weit. Üblich ist nach EnergieAgentur.NRW[246] je nach Haushaltsgröße ein Stromverbrauch zwischen 1100kWh und 2300 kWh pro Person im Jahr. In der Versuchsgruppe sehen sich etwa 25% der Befragten als Haushalt mit überdurchschnittlichem Stromverbrauch, in der Kontrollgruppe 18%. Für Haushalte mit eher niedrigem Stromverbrauch halten sich hingegen nur etwa 11% der Haushalte in der Versuchsgruppe und nur 9% in der Kontrollgruppe.

In Abhängigkeit von ihrer Größe haben die Haushalte sowohl der Kontrollgruppe, als auch der Versuchsgruppe unterschiedliche mittlere Stromverbräuche. Es gilt überwiegend, je mehr Personen im Haushalt leben, desto mehr Strom bezieht der Haushalt. Eine Ausnahme bilden in der Versuchsgruppe Haushalte mit 4 Personen (34) und in der Kontrollgruppe Haushalte mit 5 Personen (2), die jeweils weniger Energie als der nächstkleinere Haushalt aufnehmen. Im Fall der Kontrollgruppe, in der nur 2 Personen aus Haushalten mit 5 Mitgliedern die Frage beantworteten, kann es sich leicht auch um eine zufällige Ausprägung handeln.

Die EnergieAgentur.NRW wertete Stromchecks von über 300 000 Haushalten aus und kam dabei zu Ergebnissen für unterschiedliche Haushaltsgrößen. [247] In der folgenden Abbildung werden die Ergebnisse

[246] http://www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfopool/erhebung_wo_bleibt_der_strom.pdf
[247] http://www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfopool/erhebung_wo_bleibt_der_strom.pdf

aus der Auftaktbefragung für den moma-Feldtest 3 mit den Ergebnissen der EnergieAgentur.NRW verglichen.

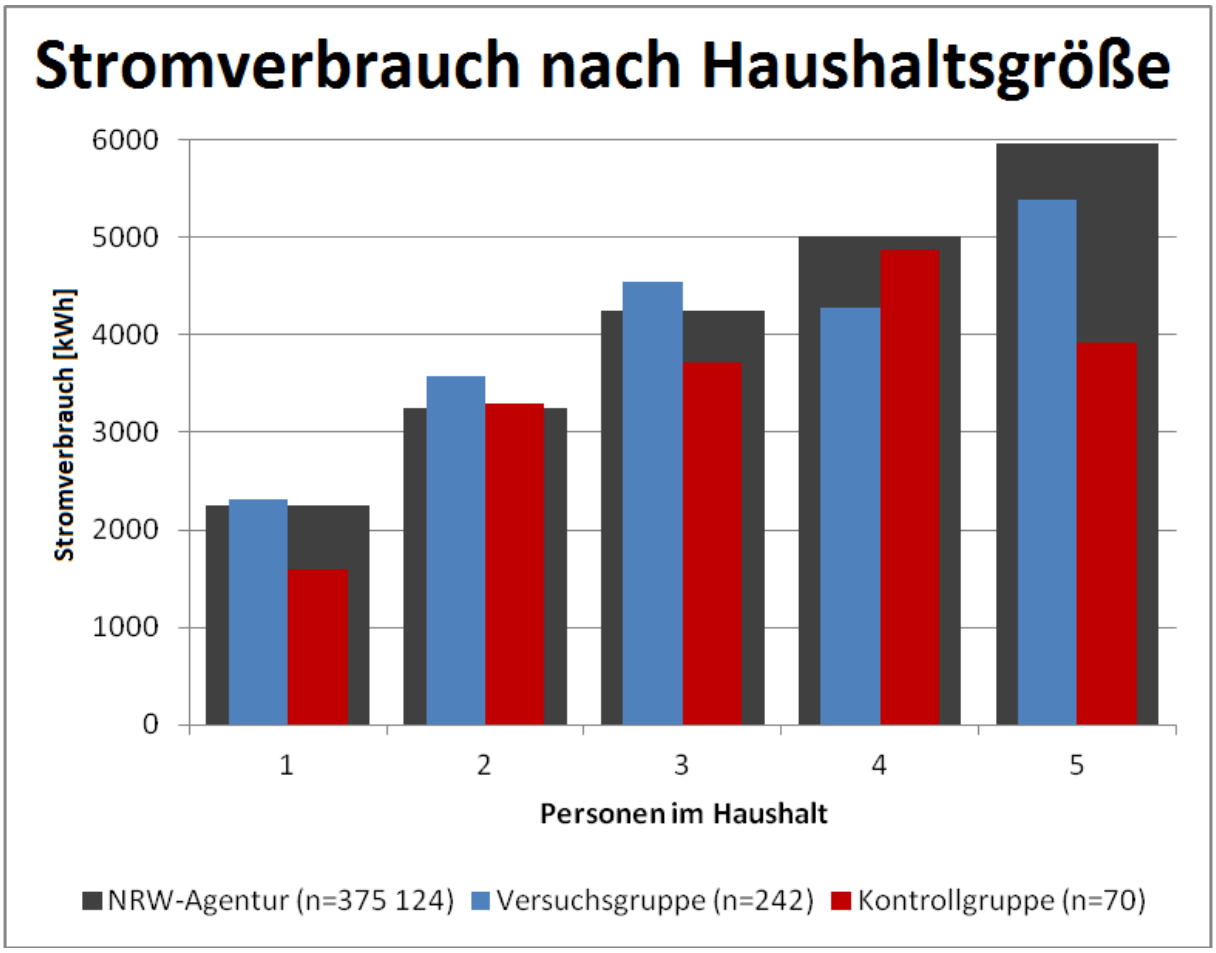


Abbildung A 9: Energiebedarf nach Haushaltsgröße im Vergleich mit Ergebnissen der EnergieAgentur.NRW

Es zeigt sich, dass in der Versuchsgruppe, Haushalte mit bis zu 3 Personen 2% (1 Person) bis 10% (2 Personen) über den Durchschnittswerten der EnergieAgentur.NRW liegen. Diese Haushalte machen drei Viertel der Versuchsgruppe aus. Haushalte mit mehr Personen liegen 10% (5 Personen) bis 15% (4 Personen) unter dem Durchschnitt. Die Kontrollgruppe liegt hingegen fast immer (Ausnahme sind 2 Personen Haushalte) unter den Werten der EnergieAgentur.NRW

Dies passt auch zusammen mit der Aussage, dass der durchschnittliche Energiebedarf in der Kontrollgruppe kleiner ist als in der Versuchsgruppe.

A.6 Theorie zur Berechnung von Preiselastizitäten

Allgemeine Definition der Preiselastizität

Die Preiselastizität der Nachfrage ist eine einheitenlose Größe, die den Zusammenhang zwischen Preis und Verbrauch für ein bestimmtes Gut beschreibt. Sie gibt an wie stark der Verbrauch sich verändert, wenn der Preis sich verändert. Die Preiselastizität E für einen bestimmten Verbrauch V und Preis P lässt sich darstellen durch Formel[248].

$$E = \frac{\partial v}{\partial p} \cdot \frac{P}{V} \qquad \text{(Formel 1)}$$

Im Regelfall ist die Preiselastizität negativ. Das bedeutet, dass wenn der Preis steigt der Verbrauch zurückgeht oder dass wenn der Preis sinkt der Verbrauch zunimmt. Je größer der Betrag der von E ist, umso elastischer ist die Nachfrage. Eine unelastische Nachfrage (E gleich oder nahe Null) bedeutet, dass der Verbrauch bei (nahezu) jedem Preis gleich bleibt. Diese tritt zum Beispiel bei lebenswichtigen und schwer ersetzbaren Gütern wie speziellen Medikamenten auf. Je höher der Betrag der Elastizität ist, desto stärker reagieren Verbraucher auf den Preis.[249]

Einfluss auf die Preiselastizität hat dabei wie die Wichtigkeit des Gutes für das alltägliche Leben (z.B. Grundnahrungsmittel oder Luxusartikel) und die Verfügbarkeit von Substituten (z.B. verschiedene Brotsorten oder Automarken). Insofern können die Preise von Konkurrenzprodukten die den Verbrauch eines Gutes beeinflussen (z.B. Einfluss einer Preisveränderung bei Frischmilch auf den Kauf von H-Milch). Der Einfluss des Preises eines anderen Produktes auf den Verbrauch des betrachteten Produkt wird als Kreuzpreiselastizität bezeichnet.[250]

In Hinblick auf Austauschbarkeit der Güter muss zudem zwischen einer *langfristigen* und einer *kurzfristigen* Preiselastizität unterschieden werden. Dabei ist die langfristige Preiselastizität stärker, da sich Haushalte langfristig anders auf veränderte Preise einstellen können und Ersatzprodukte entwickelt/gefunden werden können.[251]

Zielsetzung

Die Preise im Rahmen des Feldtests sind stochastisch ausgewählt. Das heißt der Preis ist vollkommen unabhängig vom Verbraucherverhalten. Daher kann mit der Preiselastizität der Nachfrage der Preiseffekt auf den Verbrauch (Lastverschiebung durch monetären Anreiz) beschrieben werden kann.

Ziel des Projektes ist es die *kurzfristige* Preiselastizität zu ermitteln.

---

[248] http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/preiselastizitaet.html (zuletzt aufgerufen am 4.3.2013)

[249] http://www.mikrooekonomie.de/Haushaltstheorie/Die%20direkte%20Preiselastizitaet.htm (zuletzt aufgerufen am 4.3.2013)

[250] http://www.mikrooekonomie.de/Haushaltstheorie/Die%20Kreuzpreiselastizitaet.htm (zuletzt aufgerufen am 4.3.2013)

[251] http://www.mikrooekonomie.de/Haushaltstheorie/Die%20direkte%20Preiselastizitaet.htm (zuletzt aufgerufen am 4.3.2013)

Den Kunden ist der Preisverlauf des heutigen und des morgigen Tages bekannt. Sie können sich also entscheiden, ob sie Strom in der Stunde x oder einer anderen Stunde y mit einem günstigeren Preis nutzen möchten. Insofern kann man von einer Konkurrenzsituation der einzelnen günstigen und weniger günstigen Stunden oder Stundenblöcke sprechen. Wird dies als zusätzliche Variable mit aufgenommen kann eine kurzfristige Kreuzpreiselastizität zusätzlich zu der kurzfristigen Eigenpreiselastizität ermittelt werden. Damit die Versuchsgruppe nicht zu großen Schwankungen im Tarif ausgesetzt ist, wurden die Preise so geglättet wurden, dass keine großen Sprünge zwischen einzelnen Stunden auftraten. Daher sind Preise insofern voneinander abhängig, dass ein Preis in einer Stunde sowohl der vorhergehenden als auch der folgenden Stunde ähneln muss. Durch diese Korrelation der Preise je Stunde untereinander, konnte die Kreuzpreiselastizität nicht ermittelt werden.

Auswertung der Preiselastizität mittels Regressionsanalyse – Modell des Verbrauchsverhaltens

Wie in Formel 1 dargestellt ist, wird der Verlauf des Verbrauchs nach dem Preis abgeleitet. Dies gestaltet sich in der Realität als schwierig, da auch viele andere Faktoren den Verbrauch beeinflussen. Einige dieser Faktoren variieren über die Zeit und sind aber für alle Haushalte gleich wie der Strompreis im Feldtest. Andere Faktoren sind für alle Haushalte unterschiedlich, aber fix für jeden einzelnen Haushalt über den Versuchszeitraum (wie z.B. die Anzahl der im Haushalt lebenden Personen). Auf den Stromverbrauch haben neben dem Preis zum Beispiel sowohl das Wetter (variabel über der Zeit) als auch die Größe der Wohnfläche (fix) ganz entscheidenden Einfluss. Um die Preiselastizität zu berechnen, wird mittels einer Regressionsanalyse ein Modell aufgestellt, mit Hilfe dessen solche Faktoren korrigiert werden

Angelehnt an Modelle von Sergici & Faruqui[252] sowie von Summit Blue Consulting[253] wird für die Bestimmung der allgemeinen Elastizität folgendes einfaches ökonometrisches Elastizitätsmodell verwendet:

$$\ln(v_t) = \rho \cdot \ln(p_t) + c + e_t \qquad \text{(Formel 2)}$$

$\mathbf{v_t}$ und $\mathbf{p_t}$ sind Verbrauch und Preis zu einer bestimmten Zeit t**.** $\boldsymbol{\rho}$ ist die Preiselastizität. **c** fasst die beeinflussenden Faktoren zusammen, die sich nicht über der Zeit ändern. Dieser Faktor wird auch als Intercept bezeichnet. $\mathbf{e_t}$ ist der Fehlerterm zum Zeitpunkt t.

Verbrauch und Preis werden logarithmiert, da angenommen wird, dass dies den Zusammenhang zwischen Verbrauch und Preis besser darstellt als ein linearer Vergleich.[254,255]

Die sich über die Zeit ändernden Variablen werden in diesem Modell nicht erfasst. Da durch die zufällige Wahl der Preise angenommen werden kann, dass diese Variablen nicht mit dem Preis korrelieren, können sie in diesem einfachen Modell vernachlässigt werden.

---

[252] Faruqui and Sergici, "Household Response to Dynamic Pricing of Electricity–a Survey of the Experimental Evidence," 9–10.,2009

[253] Summit Blue Consulting LLC, "Evaluation of the 2006 Energy-Smart Pricing Plan - Final Report," 7.

[254] Halvorson, Residential Demand for Electric Energy, 1975

[255] Brubakk et al., SEEM: An Energy Demand Model for Western Europe, 1995

Über ein komplexeres Modell können Interaktionen zwischen Tageszeit, Typtag, Preiseffekt und Wetter abgebildet werden. Nun werden sowohl die Preiseffekte nach Typtag und Tageszeit differenziert als auch die vom Preis unabhängigen Effekte dieser Variablen sowie von Temperatur und Sonnenscheindauer analysiert. Das Modell ist dabei wie folgt spezifiziert:

$$\ln(v_t) = \sum_{ty=0}^{2}\sum_{h=0}^{23} \rho_{ty,h} d_{ty} d_h \ln(p_t) + \sum_{ty=0}^{2}\sum_{h=0}^{23} \beta_{ty,h} d_{ty} d_h + \gamma\, s_t + \delta\, k_t + e_t \qquad \text{(Formel 3)}$$

Legende Variablen:
v: Mittlerer Stromverbrauch der Haushalte
p: Preis
d: Indikatorvariable
s: Sonnenscheindauer
k: Temperatur
e: Fehlerterm

Legende Koeffizienten:
ρ: Preiselastizität
β: Konstante je Typtag und Stunde
γ: Sonnenscheindauerkoeffizient
δ: Temperaturkoeffizient

Legende Indizes:
ty: Typtag
h: Stunde
t: Zeitpunkt (Datum & Stunde)

Über dieses Modell lassen sich nun spezifisch für Typtage und Tageszeiten Preiseffekte bestimmen. Das vollständige Modell umfasst 145 Koeffizienten.

Auswertung der Preiselastizität mittels Regressionsanalyse – Variablen

Da beim moma-Projekt viele andere erklärende Variablen erfasst werden, ist es möglich, wenn auch nicht ganz einfach, den tatsächlichen Effekt des Preises einzugrenzen und andere verbrauchsverzerrende Variablen (z.B. Temperatur) rauszurechnen.

Wie in 3.1 beschrieben gibt es zwei Arten von Variablen: zeitvariable und zeitfixe.

Zeitfixe Variablen werden durch die Haushaltsbefragungen des Ifeus und die Kundenauskunftsbögen der MVV abgefragt. In der Berechnung werden die Verbräuche jedoch über alle Haushalte zu jeder Stunde und zu jedem Typtag gemittelt. Dadurch wird ein „mittlerer Haushalt“ geschaffen, für den das Intercept nicht mehr zur Unterscheidung von anderen Haushalten benötigt wird.

Zu den zeitvariablen Faktoren zählen Wetter (Temperatur, Niederschlag, Sonnenscheindauer), und Ferienzeiten, von denen angenommen wird, dass sie für alle Haushalte auf Grund ihrer relativen räumlichen Nähe im Feldtest zu einander gleich sind. Sie können mit Hilfe von Wetterdatenbanken und einem (Ferien-)Kalender recht genau getrackt werden. Ein anderer zeitvariabler Faktor sind die Anzahl der im Haushalt anwesenden Personen im Haushalt zu jeder Stunde. Diese werden zwar über die Kundenbefragung abgefragt, können aber nicht stündlich verfolgt werden, sondern liegen lediglich als durchschnittlich erwarteter Wert vor. Daher können sie nicht in die Berechnung mit eingehen. Die Wetterdaten gehen in das

komplexere Modell ein, zusätzlich wird noch zwischen Typtagen unterschieden. Ferienzeiten wurden jedoch vernachlässigt

Der wichtige zeitvariable Faktor Preis wird dabei gesondert ausgewertet.

Bedeutung der Preiselastizität

Wenn die Preiselastizität negativ ist und das Ergebnis signifikant, wird angenommen, dass der gemittelte Haushalt (vgl. Punkt 3.2) in der Regel wie erwartet auf das Preissignal reagiert und seinen Verbrauch in Stunden mit teuren Preisen reduziert oder in günstigen Stunden erhöht. Wenn zudem die Kreuzpreiselastizität zu anderen Zeiten positiv ist, kann man davon ausgehen, dass die Last auch von teure in günstige Zeiten verschoben wurde. Da die Kreuzpreiselastizität nicht berechnet wurde, kann auf Basis der berechneten Eigenpreiselastizität keine Aussage darüber getroffen werden, ob die Haushaltslast verschoben wurde, nur dass eine Reaktion auf den Preis stattfand.

Preiselastizitäten im Energy-Smart Pricing Plan, der in den USA von CNT Energy über vier Jahre durchgeführt wurde, lagen im Durchschnitt bei 6%[256]. Das US Energieministerium berichtet von einer Bandbreite von Preiselastizitäten von 8 bis 14%[257]. Diese Preiselastizitäten lassen sich mit dem Basismodell (Formel 2) vergleichen. Eine stündliche Auflösung wie im komplexeren Modell (Formel 3) liegt uns nicht vor.

A.7 Parameter aus dem Preiselastizitätenmodell auf Haushaltsebene

A.7.1 Regressionen Basismodell über alle Haushalte

Regression des Basismodells für die Versuchsgruppe über die gemittelten Haushaltsstromverbräuche von Juni bis Oktober 2012:

```
Linear regression                               Number of obs =    3021
                                                F(  1,  3019) =   19.86
                                                Prob > F      =  0.0000
                                                R-squared     =  0.0069
                                                Root MSE      =  .34762
```

lnverbrauch	Coef.	Robust Std. Err.	t	P>|t|	[95% Conf.	Interval]
lnpreis	-.1055624	.023685	-4.46	0.000	-.1520028	-.059122
_cons	-2.1109	.0729285	-28.94	0.000	-2.253894	-1.967905

Tabelle A 3: Regression des Basismodells für die Versuchsgruppe

Regression des Basismodells für die Kontrollgruppe über die gemittelten Haushaltsstromverbräuche von Juni bis Oktober 2012:

[256] Summit Blue Consulting LLC, "Evaluation of the 2006 Energy-Smart Pricing Plan - Final Report.", 2007
[257] U.S. Department of Energy (USDOE), "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them," 32.,2006

```
Linear regression                               Number of obs =    3021
                                                F(  1,  3019) =    0.98
                                                Prob > F      =  0.3213
                                                R-squared     =  0.0003
                                                Root MSE      =   .4036
```

lnverbrauch	Coef.	Robust Std. Err.	t	P>|t|	[95% Conf.	Interval]
lnpreis	-.0266839	.0269019	-0.99	0.321	-.0794318	.0260639
_cons	-2.543173	.0825367	-30.81	0.000	-2.705007	-2.381339

Tabelle A 4: Regression des Basismodells für die Kontrollgruppe

A.7.2 Regressionen Basismodell über Gruppen von Haushalten

Manuell & Automatisch

```
Linear regression                               Number of obs =    3021
                                                F(  1,  3019) =   59.18
                                                Prob > F      =  0.0000
                                                R-squared     =  0.0207
                                                Root MSE      =  .37166
```

lnverbrauch	Coef.	Robust Std. Err.	t	P>|t|	[95% Conf.	Interval]
lnpreis	-.1971104	.0256221	-7.69	0.000	-.2473491	-.1468718
_cons	-1.909967	.0793486	-24.07	0.000	-2.06555	-1.754384

Tabelle A 5: Regression des Basismodells für die Nutzungsgruppe Manuell & Automatisch

Nur Manuell

```
Linear regression                               Number of obs =    3021
                                                F(  1,  3019) =   58.38
                                                Prob > F      =  0.0000
                                                R-squared     =  0.0199
                                                Root MSE      =  .37967
```

lnverbrauch	Coef.	Robust Std. Err.	t	P>|t|	[95% Conf.	Interval]
lnpreis	-.1971652	.0258055	-7.64	0.000	-.2477633	-.1465671
_cons	-1.91569	.0797865	-24.01	0.000	-2.072131	-1.759248

Tabelle A 6: Regression des Basismodells für die Nutzungsgruppe Nur Manuell

Weder Manuell noch Automatisch

```
Linear regression                               Number of obs =    3021
                                                F(  1,  3019) =    0.13
                                                Prob > F      =  0.7173
                                                R-squared     =  0.0000
                                                Root MSE      =  .40326
```

lnverbrauch	Coef.	Robust Std. Err.	t	P>|t|	[95% Conf.	Interval]
lnpreis	-.0098716	.0272666	-0.36	0.717	-.0633346	.0435914
_cons	-2.302788	.0835135	-27.57	0.000	-2.466537	-2.139039

Tabelle A 7: Regression des Basismodells für die Nutzungsgruppe Weder Manuell noch Automatisch

A.8 Unterschiede zwischen Simulation und Feldtest[258]

Die relevanten Unterschiede zwischen Simulation und Feldtest lassen sich detaillierter unterteilen in Unterschiede im Szenario und (modell-)technische Unterschiede. Beide Arten werden im Folgenden beschrieben.

Unterschiede im Szenario

S0) In den Simulationen werden Szenarien betrachtet, die sich auf das Jahr 2030 beziehen, während im Feldtest die Situation im Jahr 2012 untersucht wurde.

S1) Die in den Simulationen zu Grunde gelegte Anzahl der Kunden unterscheidet sich vom Feldtest. In der technischen Simulation wurden 108 (Szenario DE2030) bzw. 163 (Szenario MA2030) Kunden betrachtet. Die Handelssimulation basierte auf einer Betrachtung von 1000 Kunden. Zur Anzahl der Kunden im Feldtest vgl. Kap. 3.

S2) In der Simulation wurden Geräteausstattungen der jeweiligen Kundengruppe mit gemanagten FPS- und SOC-Geräten angenommen, die zwar auf Basis der ausgewerteten Feldtestdaten ermittelt wurden, aber den Zahlen im Feldtest nicht genau entsprechen.

S3) In der Simulation wurden Kühl-Gefrierkombinationen durch Kühlschränke ersetzt (siehe T3)

Technische Unterschiede

A) SOC-Geräte

T1) Im Feldtest wurden keine SOC-Geräte automatisch gemanagt. In der Simulation waren alle SOC-Geräte mit automatischem Management ausgestattet

T2) In der Simulation wurden die im Feldtest vom Kunden eingesetzten Temperaturgrenzen für SOC-Geräte nicht verwendet. Die Simulation verwendet nur aus dem Feldtest abgeleitete Parameter für maximale Stillstands- und Zuschaltzeiten von SOC-Geräten.

[258] Autor: Jan Ringelstein (IWES)

T3) Die Simulation unterscheidet nicht zwischen Kühlschränken und Kühl-Gefrier-Kombinationen, da für letztere kein Modell entwickelt wurde. Kühl-Gefrier-Kombinationen wurden daher als Kühlschränke modelliert.

T4) Es existieren keine Daten über den Füllstandsgrad und die Art der Benutzung (Anzahl der täglichen Öffnungen, Temperatur des eingebrachten Kühlguts etc) von SOC-Geräten im Feld. In der Simulation werden daher geeignete Annahmen getroffen.

B) FPS-Geräte

T5) In der Simulation werden für die drei FPS-Gerätetypen „Waschmaschine“, „Spülmaschine“ und „Trockner“ aggregierte Lastprofile angenommen, die sich im ungemanagten Betrieb bei einer hohen Anzahl von Geräten aufgrund der Benutzung durch die Kunden ergeben. Diese Profile wurden aus der Literatur entnommen, da eine entsprechende Messung im Feld zum Zeitpunkt der Durchführung der Simulationen nicht zur Verfügung stand.

T6) In der Simulation werden allgemein keinerlei manuelle Verschiebungen des Einsatzes von Haushaltsgeräten (z.B. Staubsauger, Herd) berücksichtigt, da hierzu keine Datengrundlage zur Verfügung stand.

T7) In der Simulation werden insbesondere keinerlei manuelle Zuschaltungen von FPS-Geräten in Abhängigkeit vom Tarifprofil berücksichtigt. Es gilt stattdessen die Annahme, dass der Kunde am Tagesanfang über die Zeitpunkte der Programmvorbereitungen entscheidet. Im Tagesverlauf werden dann Programme zu diesen Zeiten vorbereitet, so dass das FPS-Gerät zur Zuschaltung bereit ist. Im ungemanagten Betrieb (fixer Strompreis) laufen die Programme jeweils sofort an, da die FPS-Geräte direkt mit dem Stromnetz verbunden sind. Die Entscheidungen des modellierten Kunden über die Programmvorbereitungen werden so gewählt, dass in diesem Fall die aggregierte Last eines FPS-Gerätetyps über eine hohe Anzahl Kunden zu bekannten FPS-Lastgängen konvergiert. Im gemanagten Betrieb dagegen entscheidet das BEMI nach der Vorbereitung des Programms über die Zuschaltung. Es gilt nun die Annahme, dass der Kunde diese Entscheidung in keiner Weise beeinflusst. Er bereitet lediglich zu den am Tagesanfang festgelegten Zeiten Programme vor; läuft ein FPS-Gerät zum Zeitpunkt einer Programmvorbereitung schon, dann wartet der modellierte Kunde sozusagen auf das Programmende und bereitet direkt danach ein neues Programm vor. Für den Abstand zwischen Programmende und Abschluss der erneuten Vorbereitung wurden hier 10 Minuten angenommen. Danach überlässt der Kunde den Programmstart wiederum dem BEMI. Die entsprechenden Entscheidungsparameter der realen Kunden sind aus dem Feldtest mangels Messung unbekannt.

T8) In der Simulation wurde angenommen, dass das BEMI die möglichen Zuschaltzeitpunkte von FPS-Geräten so wählen muss, dass höchstens 12 Stunden lang gar keine Zuschaltung erfolgt. Mit anderen Worten wurde angenommen, dass der Kunde eine maximale Verschiebung des Programmstarts von 12 Stunden erlaubt. Erlaubt ist dabei auch eine Verschiebung in die Nachtstunden. Bei Verschiebung eines Programmlaufs in die frühen Morgenstunden wurde angenommen, dass nach dem Lauf eine erneute Programmvorbereitung frühestens um 7:00 Uhr erfolgt. Im Feldtest mag es dagegen vorkommen, dass der Kunde sich nach zu langer Wartezeit oder einer durch BEMI erfolgten Zuschaltung entscheidet, ein weiteres Programm mit manueller Zuschaltung durchzuführen. Ferner konnte nicht beobachtet werden, dass Programme in die Nacht- oder frühen Morgenstunden verschoben wurden. Allerdings wurde beobachtet, dass viele Kunden die manuelle Festlegung von Programmstarts dem automatischen Management vorziehen (s. u.).

T9) In der Simulation wurden weder „Waschtage“ noch eine typtagsabhängige Nutzung von FPS-Geräten noch eine kausale Abhängigkeit in der Nutzung von FPS-Geräten (z.B. Trockner in Zusammenhang mit Waschmaschine) berücksichtigt.

C) Allgemeines

T10) In der Simulation wurden keine Ausfallzeiten von Energiebutlern oder Schaltboxen oder Preisdatenübertragung berücksichtigt. Es wurde ein jederzeit 100% funktionsfähiges System angenommen.

T11) In der Handels- als auch technischen Simulation wurden andere Preisprofile als im Feldtest eingesetzt (vgl. hierzu Kap. 6.1 sowie 6.3).

Folgerungen bezüglich der Vergleichbarkeit

Die Vergleichbarkeit zwischen Feldtest und Simulation bezüglich der monetären Erlöse bzw. Einsparungen pro Gerätetyp oder pro Kunde ist bereits aufgrund T11 (s. oben) nicht gegeben, so dass ein solcher Vergleich hier nicht angestellt werden kann. Für die Vergleichbarkeit der energetischen Lastverschiebung gilt ähnliches. Einerseits wurden im Feldtest im Vergleich zur Simulation durch manuelle Lastverschiebungen bei FPS-Geräten und ggf. weiteren Gerätegruppen (z.B. Kochen, Haushaltsarbeiten) zusätzliche Potenziale erschlossen. In der Simulation wurden dagegen Potenziale durch SOC-Geräte erschlossen, die wiederum im Feldtest ungenutzt blieben. Ferner wurde durch Auswertungen des Feldtests ermittelt, dass viele Kunden den manuellen Programmstart bei FPS-Geräten gegenüber dem automatischen Management bevorzugt haben, während in der Simulation ausschließlich Letztere Art der Steuerung berücksichtigt wurde (vgl. T6, T8). Insofern wäre ein aussagekräftiger Vergleich allenfalls unter der Bedingung möglich, dass pro Gerätetyp zwischen manueller und automatischer Verschiebung unterschieden werden könnte. Eine eindeutige Unterscheidung zwischen diesen beiden Verschiebearten ist aus den Gerätemessdaten jedoch nicht abzuleiten.

Unter dieser Prämisse sind auch die Unterschiede bei beobachteten Lastverschiebungen zu sehen.

A.9 Technische Informationen zur Simulation in einer VNZ

In diesem Anhang werden Zusatzinformationen zu den in Kapitel 6.2 beschriebenen Simulationsmodulen und technische Informationen zu deren Implementierung gesammelt.

Zusatzinformationen zu den Simulationsmodulen

Mehrere Instanzen von PCCSim können auf einem einzelnen PC laufen oder auf mehreren PCs verteilt werden. Die Konfiguration dieser Verteilung sowie der einzelnen Instanzen erfolgt mittels XML-Dateien. Alle Simulationsmodule verfügen über einen SDN Server/Client zur Kommunikation mit den übrigen Modulen. Bei der Kommunikation wird unterschieden zwischen Daten, die nur für die Zwecke der Simulation übertragen werden (sog. Simulationsdaten, z.B. Zeitsynchronisierung zwischen den Modulen) und Daten, die auch im realen System ausgetauscht werden müssten (sog. Prozessdaten, z.B. variable Preisprofile). Der Datenverkehr basiert auf dem Austausch von Protocol Data Units (PDUs) nach einem einfachen proprietären Protokoll.

Day-Ahead Scheduling durch Markt- und Netzautomat

Aus den zeitlichen Randbedingungen, insbesondere der Verfügbarkeit von finalen Day-Ahead EEX-Preisen, lassen sich folgende Ereignisse am Tag (n-1) ableiten, die in der Simulation entsprechend implementiert wurden:

9:00 Uhr: eine EEX-Preisprognose wird errechnet.

9:30 Uhr: der Marktautomat berechnet vorläufige Kundenpreisprofile aufgrund von EEX-Preisprognose, Einspeiseprognose, Lastgangprognose und vaNE.

10:00 Uhr: aus vorläufigen Kundenpreisprofilen, historischen Zählerdaten und ggf. Temperatur / Bedeckungsgradprognosen werden vom Marktautomaten Verbrauchs- und Solarertragsprognosen errechnet und an den Netzautomaten versendet.

10:30 Uhr: der Netzautomat berechnet aufgrund dessen vorläufige VNNE und sendet diese an den Marktautomaten.

11:00 Uhr: der Marktautomat berechnet vorläufige Kundenpreisprofile aufgrund der vorläufigen vNNE. Er berechnet außerdem VNZ-Fahrpläne und sendet diese an den Netzautomaten.

12:00 Uhr: Abgabe von Geboten an der EEX durch Marktautomat.

12:30 Uhr: Bekanntgabe der finalen Day-Ahead EEX-Preise.

13:00 Uhr: der Netzautomat berechnet aufgrund der VNZ-Fahrpläne endgültige vNNE und sendet diese an den Marktautomaten.

14:00 Uhr: der Marktautomat berechnet aufgrund der endgültigen vNNE und der eingekauften Mengen an der EEX endgültige Kundenpreisprofile und sendet diese an die Energiebutler.

Dieses Konzept wurde in der Simulation in vereinfachter Weise implementiert (s. Abschnitt „Implementierung des Netz- und Marktautomaten“).

Intraday-Regelung durch den Netzautomaten

Für die Intraday-Regelung würde ein realer Netzautomat Spannungsmessungen aus dem Feld verwenden. Der simulierte Netzautomat erhält diese „Messungen“ in jedem Simulationsschritt am Tag n aufgrund einer stationären Lastflussrechnung (LFR) im globalen Netzmodell von PCCSim. Die Simulationsschrittweite hierzu betrug i. Allg. eine Minute.

Die Liste von kritischen Knoten wurde erstellt, indem zwei statische LFR nach folgenden Extremszenarien durchgeführt werden:

a) 100% Erzeugungsleistung, Schwachlast

b) 0% Erzeugungsleistung, 100% Last

Die kritischen Knoten sind dann diejenigen Knoten im Netz, bei denen in mindestens einem Szenario eine Verletzung von Spannungsgrenzwerten eintritt. Die Grenzwerte können nach Norm (VDE 0175, IEC 60038) oder frei festgelegt werden. Sind zwei oder mehr kritische Knoten direkt benachbart, wird nur einer der Knoten in die Liste aufgenommen.

Interfacemodul zur Netzberechnungssoftware

Das im Kap. 6.2 dargestellte „DIgSILENT Interface“ (I/F) Modul hat folgende Aufgaben:

1) passive Datenweiterleitung von Wirk- und Blindleistungsdaten vom Simulationssystem (Modul PCCSim) an das Netzmodell
2) Organisation der quasistationären Lastflussrechnungen unter Beachtung der Synchronisierung mit den restlichen Modulen
3) passive Weiterleitung der Ergebnisse der Lastflussrechnung (hier lediglich Spannungen) vom Netzmodell an das Netzautomaten-Modul
4) Aufzeichnung weitergeleiteter Daten und/oder Ergebnisse der Lastflussrechnungen (oder typischerweise einer Auswahl davon)

Um diese Aufgaben zu erfüllen, werden die Module als eigenständige Prozesse implementiert, die parallel zur Netzberechnungssoftware laufen und mit diesem interagieren. Gegenüber dem restlichen Simulationssystem werden TCP/IP-Schnittstellen zur Verfügung gestellt, die das Protokoll des Simulationsdatennetzes unterstützen. Dazu enthalten die Interface-Module entsprechende Server/Client Strukturen.

PV-Modell

Für die elektrische Wirkleistung eines PV-Moduls mit einer Fläche von 1 m² wurde angesetzt:

$$P_{el}^{Modul} = \eta_{STC}(1-\alpha_{PV}(T_{amb} + k\frac{G(t)}{1000W/m^2} - T_{STC}))G(t)$$

mit:

η_{STC}: Modulwirkungsgrad unter Standard-Testbedingungen, typ. 15,5…16,5 %

α_{PV}: Temperaturkoeffizient, Verminderung der Leistung in Abhängigkeit der Temperaturerhöhung. Für monokristalline Module typ. 0,4 % / °C

T_{amb}: Umgebungstemperatur

k: Aufheizungsfaktor, typ. +30 °C für Aufdachmontage mit Belüftung

T_{STC}: +25 °C

G_T: solare Einstrahlung auf 1 m²

Für ein Modularray der Fläche A wird angenommen:

$$P_{el}^{Array} = P_{el}^{Modul} A \cdot 0{,}99$$

und für das Gesamtsystem mit Wechselrichter:

$$P_{el}^{Sys} = P_{el}^{Array}\eta_{WR}(P_{el}^{Array})$$

mit:

η_{WR}: Leistungsabhängiger Wechselrichterwirkungsgrad

Für den Zusammenhang zwischen der Arrayfläche A und der nominalen Systemleistung (bei 1000 W/m² Einstrahlung) wird definiert:

$$A = \frac{P_{el,nom}^{Sys}}{\eta_{WR}^{max} \eta_{STC} \cdot 0{,}99 \cdot 1000 \frac{W}{m^2}}$$

Damit ergibt sich aus der nominalen Systemleistung zunächst die Arrayfläche, die dann als Konstante in die Berechnung eingeht. Bei den Einstrahlungsdaten wurde auf Messwerte zurückgegriffen, die am Standort Kassel im Jahr 2006 gemessen wurden.

Implementierung des Marktautomaten-Moduls

Nach Neustart des Marktautomaten-Moduls wartet dieses zunächst auf eine Aufforderung von PCCSim zum Start der Simulation. Von diesem Zeitpunkt an initiiert das Modul weitere Aktionen niemals eigenständig, sondern verhält sich synchron zum restlichen Simulationssystem. Aktionen des Typs „scheduled“ werden dabei erst ausgeführt, wenn nach Aufforderung durch PCCSim ein neuer Simulationsschritt erreicht wurde, in dessen Uhrzeit die Ausführung der Aktion vorgesehen ist. Ferner ist wichtig, dass Kommandos nicht zu jeder simulierten Uhrzeit gleich reagieren. Beispielsweise zieht das am Tag n ausgeführte Kommando UpdateEEXPriceProfileCommand zur Prognose der EEX-Preise am Tag n-1 historische EEX-Preise nur heran, solange die tatsächlichen Preise für den Tag n von der EEX noch nicht bekannt gegeben worden sind. Sobald das der Fall ist, wird die Prognose durch diese bekannten Preise ersetzt.

Alle Konfigurationseinstellungen des Marktautomaten-Moduls werden über XML-Dateien vorgenommen. Die „scheduled“ Aktivitäten werden insbesondere täglich für die in folgender Tabelle angegebenen Zeiten geplant.

Zeit	**Kommando**
9:00	ResetStateCommand
9:30	UpdateEEXForecastCommand FindBestCustomerReactionCommand[259]
10:30	SetSolarForecastCommand UpdateGridAgentCommand
11:00	UpdateVNNECommand FindBestCustomerReactionCommand[260] UpdateGridAgentCommand
12:30	UpdateEEXForecastCommand[261]
14:00	UpdateVNNECommand FindBestCustomerReactionCommand[262] UpdatePCCSimCommand

Tabelle A 8: Ausführung von Marktautomaten-Kommandos zu festen Tageszeiten

[259] Erste Iteration mit fix angenommenen vaNE
[260] Zweite Iteration mit vorläufigen vaNE
[261] Verwendet zu dieser Zeit keine Prognose, sondern die realen EEX Preise für den kommenden Tag
[262] Finale Iteration mit endgültigen vaNE

Das UML-Aktivitätsdiagramm (folgende Abbildung) zeigt den Programmablauf des Marktautomaten-Moduls.

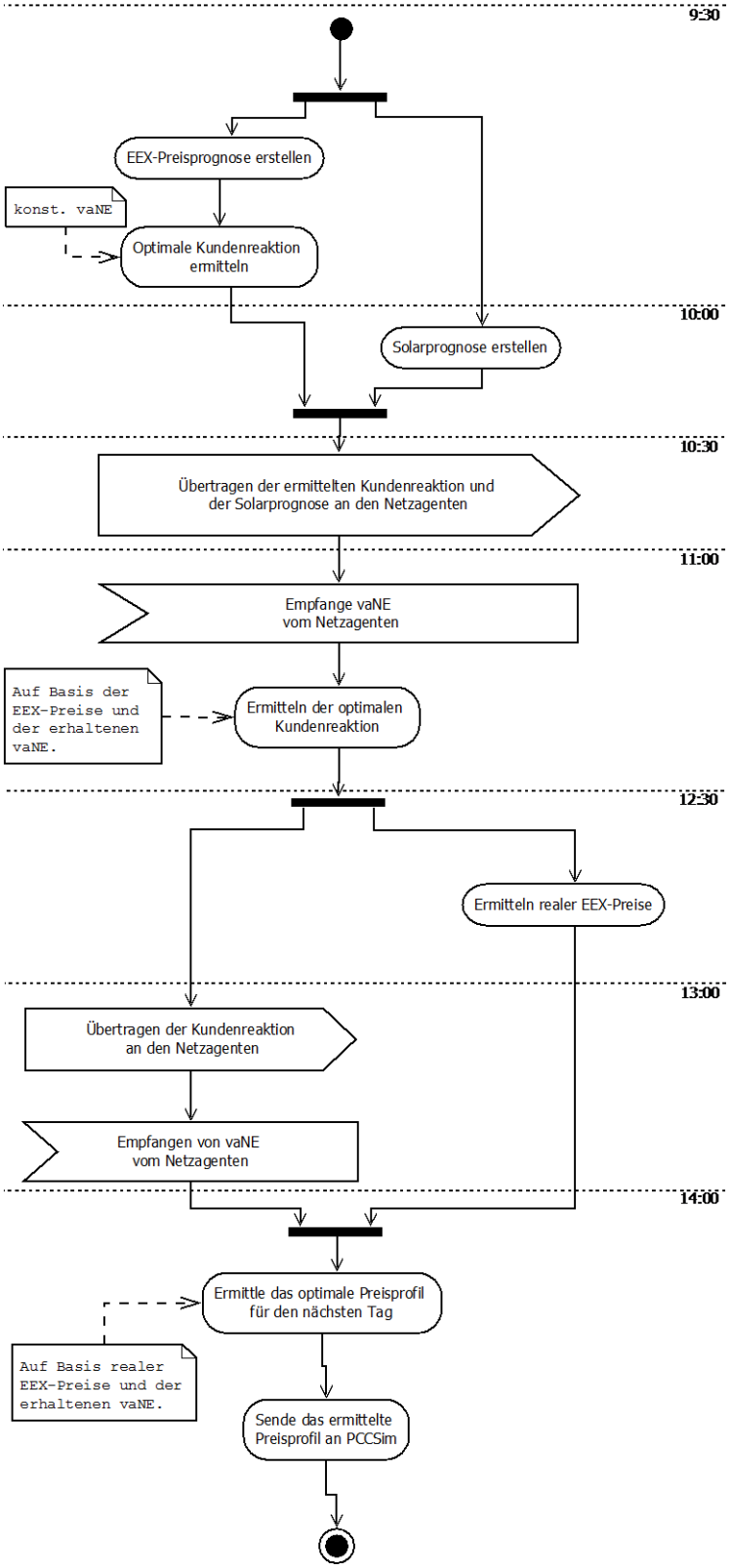


Abbildung A 10: UML-Aktivitätsdiagramm des Marktautomaten-Moduls

Die Funktionen des Netzautomaten- Moduls lassen sich in Intraday- und Day-Ahead Funktionen unterteilen. In Abbildung A 11 ist ein Flussdiagramm bezüglich der Interaktion zwischen Netzautomaten-Modul und PCCSim bei der Intraday Regelung angegeben.

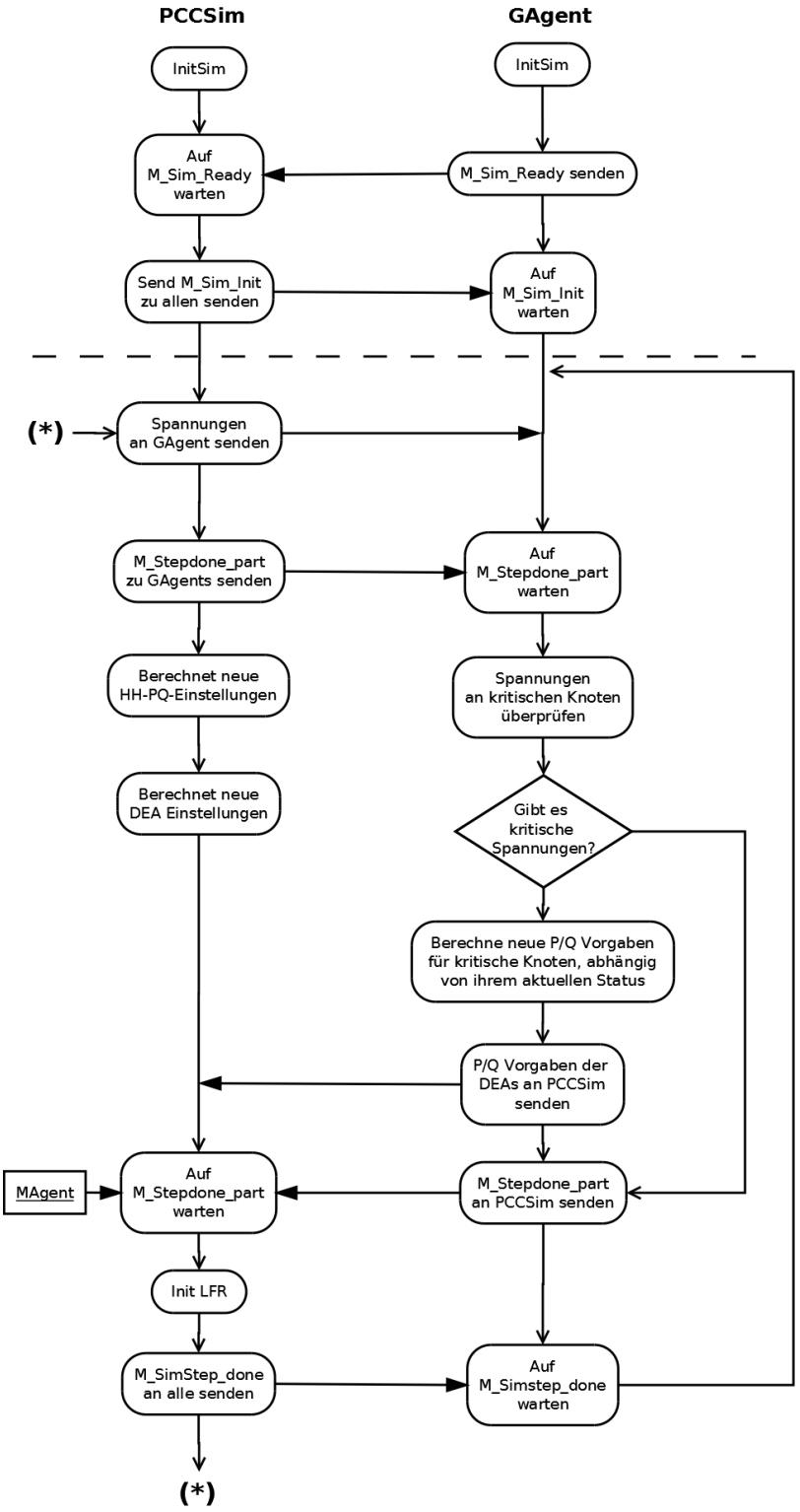


Abbildung A 11: Flussdiagramm zur Interaktion zwischen Netzautomaten-Modul und PCCSim

A.10 Anhang zur systemanalytischen, volkswirtschaftlichen und ökologischen Betrachtung[263]

A.10.1 Beschreibung der Kraftwerkseinsatz- und Strompreissimulationen für 2030

Um die Auswirkungen von Lastverschiebungen auf den Kraftwerkspark und auch auf den Strompreis zu simulieren, wird eine Einsatzsimulation basierend auf der Merit-Order-Systematik unternommen. Die Merit-Order gibt die grenzkostenbasierte Einsatzreihenfolge des Kraftwerksparks an. Abhängig von der Last (Stromnachfrage) werden die Kraftwerke in aufsteigender Reihenfolge gemäß ihrer kurzfristigen Stromerzeugungskosten (Arbeitskosten) eingesetzt. Diese Einsatzkosten bestehen maßgeblich aus den variablen Kosten für Brennstoff und CO_2-Zertifikate.[264] Weiterhin können abhängig von dem Betriebszustand eines Kraftwerkes nicht unerhebliche An- und Abfahrkosten entstehen.[265]

Am Anfang der Merit-Order stehen die Kraftwerke, die keine variablen Kosten besitzen, wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen, sowie aufgrund des Einspeisevorrangs und der Abnahmeverpflichtung alle EEG-festvergüteten Anlagen im Allgemeinen[266]. Danach kommen in Abhängigkeit der Brennstoff- und CO_2-Preise sowie der Wirkungsgrade ansteigend der weitere Kraftwerkspark. Für gewöhnlich sind dies in aufsteigender Reihenfolge: Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke, Erdgas gefeuerte Gas- und Dampfkraftwerke (GuD), Erdgas gefeuerte Gasturbinen (GT) sowie Heizöl gefeuerte Gasturbinen. Durch Gegenüberstellung der Nachfragelast mit der Kraftwerksleistung in der Merit-Order lässt sich der jeweilige Strompreis ermitteln.

A.10.2 IZES-Simulationsmodell

Das derzeitig am IZES bestehende Simulationsmodell verarbeitet Kraftwerksdaten (Name, Nettoleistung, Inbetriebnahmejahr, Kraftwerkstyp), stündliche Residuallast (Nachfragelast abzüglich Einspeisung erneuerbarer Energien), Angaben zu Brennstoffpreisen und CO_2-Preis zu einem stündlich aufgelösten Stromgroßhandelspreis. Weiterhin werden die preissetzenden Grenzkraftwerke (Name, verfügbare Leistung, Nettoleistung, Brennstoff, Typ, Arbeitskosten, Wirkungsgrad, Stromkennzahl) ausgegeben. Modellintern werden dafür Kraftwerksobjekte angelegt, die zusätzlich zu den Inputparametern, Werte wie Brennstoff, Wirkungsgrad usw. enthalten. Als Brennstoffe werden Uran, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Heizöl berücksichtigt. Im Modell werden derzeit nur konventionelle Kraftwerke explizit berücksichtigt, da ein Vorrang für die erneuerbaren Energien über die Eingabe der stündlichen Residuallast (Last minus Einspeisung aus erneuerbaren Energien) abgebildet werden kann.

Für einen Simulationsdurchlauf müssen folgende Schritte durchgeführt werden:

---

[263] Autoren: Uwe Klann (IZES), Herrmann Guss (IZES)

[264] Vgl. Konstantin, P. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft, 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, S. 293 und Bundeskartellamt (2011) Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel“, Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB, Bonn, S. 161ff.

[265] Vgl. Bundeskartellamt 2011, S. 173.

[266] Implizit wird damit angenommen, dass einige der wesentlichen Regelungen des EEG auch 2030 gelten. Dies ist angemessen, da die Rechnungen keinen Vergleich verschiedener Fördersysteme und gesetzlicher Rahmenbedingungen für EE-Erzeugung bezweckt. Damit soll nicht bestritten werden, dass andere Rahmenbedingungen auch zu einem anderen Einsatz insbesondere der Biomasseerzeugung führen können.

- Erstellen einer Kraftwerksliste mit den Parametern: Name, Nettoleistung, Inbetriebnahmejahr und Kraftwerkstyp.
- Ermitteln einer Residuallast: Nachfragelast abzüglich Einspeisung erneuerbarer Energien.
- Eingabe der Preisannahmen: Brennstoffpreise und CO_2-Preis.

Die Merit-Order wird über die Eingaben in der Simulationssoftware gebildet. In den Extrempunkten der Simulation bei einer Residuallast von null wird ein Strompreis von null angenommen, im Fall einer Last, die die installierte Kraftwerksleistung übersteigt, wird der Preis des teuersten Kraftwerkes angenommen. Pumpspeicherkraftwerke werden in dem Modell nicht betrachtet, da dadurch der alleinige Beitrag der hier interessierenden Lastverschiebung bestimmt werden kann. Aus demselben Grund werden allgemein andere Flexibilisierungsoptionen nicht betrachtet.

Nachfolgend werden die Schritte Erstellen einer Kraftwerksliste, Ermitteln der Residuallast sowie die modellinterne Bildung der Residuallast näher beschrieben. In diesem Rahmen wird auch auf die konkret für die Simulation verwendeten Parameter eingegangen.

A.10.3 Erstellen einer Kraftwerksliste für das Jahr 2030

Als Grundlage für die in der Simulation verwendete Kraftwerksliste dient die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur.[267] Aus dieser Kraftwerksliste wird eine neue Liste aus den beinhaltenden konventionellen Kraftwerken erstellt und die Informationen zu Kraftwerksname, Nettoleistung und Inbetriebnahmejahr übernommen. Weiterhin wird basierend auf Recherche und eigenen Annahmen für jedes Kraftwerk ein Kraftwerktyp festgelegt.[268]

Eine Anpassung für das Jahr 2030 findet in zweierlei Hinsicht statt, zum einen werden bestehende Kraftwerke stillgelegt, zum anderen Kraftwerke neu in Betrieb genommen und somit aus der Liste entfernt oder hinzugefügt. Referenz für die installierten Leistungen der verschiedenen Kraftwerkstypen stellt die Leitstudie 2010 dar).[269]

Bei niedrigerer installierter Leistung für das Jahr 2030 werden die Kraftwerke in der Liste in aufsteigender Reihenfolge nach deren Inbetriebnahmedatum entfernt. Bei höherer installierter Leistung für 2030 wird ein Kraftwerk mit der dementsprechenden Leistungsdifferenz hinzugefügt.

Für neue Kraftwerke aus der Kategorie „Kondensationskraftwerke Erdgas“ der Leitstudie werden von dieser abweichend Gasturbinen gewählt,[270] da mit zukünftig abnehmenden Vollbenutzungsstunden konventioneller Kraftwerke eine Finanzierung von Gasturbinen gegen über GuD-Kraftwerken wahrscheinlicher erscheint.

---

[267] Stand: 25.01.2012 (Bundesnetzagentur, 2012, Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur – Stand: 25.01.2012, Exceldatei, Bonn, 25.01.2012.).

[268] Ausgewählt aus den 15 im Modell berücksichtigten Kraftwerkstypen. Für nicht im Modell berücksichtigte Energieträger, wie z. B. Müll oder Klärschlamm, wie auch für Kraftwerke mit der Angabe mehrere Energieträger, wird vereinfachend Steinkohle als Energieträger angenommen.

[269] Siehe Nitsch et al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Datenanhang II, Datenanhang der Folgestudie für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. S. 50.

[270] Dementsprechend besitzen die neuen Gasturbinenkraftwerke den Namen „Kondensationskraftwerk Gas“, auch wenn diese korrekterweise kein Kondensationskraftwerk sind.

	Installierte Bruttoleistung 2030	Inst. Nettoleistung 2030[271]
Kondensationskraftwerke(KW)	**28,7**	**27,2**
Steinkohle (SK)	8,5	8
Braunkohle (BK)	7,8	7,4
Erdgas/Heizöl (Gas/Öl)	12,4	11,7
Öffentliche (öff.) Heizkraftwerke (HKW)	**12,7**	**12**
HKW BK	2,9	2,7
HKW SK	5,9	5,6
HKW Gas/Öl	3,9	3,7
Industrielle (ind.)KWK	**7**	**6,6**
HKW SK	2,5	2,4
HKW Gas/Öl	4,5	4,3
BHKW	**6**	**5,7**
öff. BHKW	2,6	2,5
ind. BHKW	3,4	3,2

Tabelle A 9: Annahmen für die installierten Leistungen im Jahr 2030

A.10.4 Ermitteln der Residuallast für das Jahr 2030

Für die Ermittlung der Residuallast im Jahr 2030 wird ein historisches Nachfragelastprofil sowie Einspeiseprofile von Wind und PV auf Werte aus der Leitstudie 2010 skaliert. Weiterhin wird Biomasse, Geothermie und Wasserkraft als konstantes Einspeiseband berücksichtigt. Importe von EE aus dem Ausland werden in Abhängigkeit von der verbleibenden deutschen Residuallast pauschal betrachtet. Konkret ist die Vorgehensweise wie folgt:

1. Das stündliche Lastprofil für Deutschland aus dem Jahr 2011[272] wird durch einen Faktor (hier: 0,9445) stündlich skaliert, damit in der Jahressumme ein Energieverbrauch von 463 TWh[273] entsteht.
2. Danach wird dieses Lastprofil stündlich mit 1,05 multipliziert, um 5 % Leitungsverluste mitzuberücksichtigen.
3. Als historisches Einspeiseprofil für Windkraft werden die viertelstündlichen Einspeisezeitreihen für 2011 der Transparenzplattform der Strombörse EEX verwendet.[274] Die Werte werden dafür auf

[271] In der Leitstudie ist die Bruttoleistung angegeben, diese wird generell um 5,4 % vermindert um eine verwendbare Nettoleistung zu erhalten. Die 5,4 % ergeben sich aus einem vorherigen Vergleich der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2012) und der angegebenen installierten Leistung für 2010 in der Leitstudie 2011 (Nitsch et al. 2012, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Datenanhang II“, Datenanhang der Folgestudie für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 29. März 2012, S. 19).

[272] ENTSOE (2012): Country Package – Germany 2011, Exceldatei, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Mai 2012.

[273] Nitsch et al. 2010, S. 39.

Stundenwerte gemittelt und nach der folgenden Formel skaliert:

$$\text{stündl. Einspeisung}_{2030} = \left(2 * \frac{\text{stündl. Einspeisung}_{2011}}{\text{max. Einspeisung}_{2011}} - \left(\frac{\text{stündl. Einspeisung}_{2011}}{\text{max. Einspeisung}_{2011}}\right)^2\right) * \text{max. Einspeisung}_{2030}$$

Die Skalierung findet dabei nicht linear statt, um Verbesserungen bei den Leistungskennlinien neuer Anlagen mitzuberücksichtigen. Sie beruht auf einer Untersuchung des Zusammenhangs zwischen installierter Leistung und geleisteter Arbeit bei Windkraftanlagen. Um eine summierte Einspeisearbeit von 182 TWh[275] zu bekommen, wird eine maximale Einspeiseleistung von 57.130 MW angenommen.

4. Für die PV-Einspeisung werden ebenfalls viertelstündliche Einspeisezeitreihen der Transparenzplattform der EEX von 2011 verwendet[276]. Diese werden auch auf Stundenwerte gemittelt und mit dem Faktor 3,075 linear skaliert. Dadurch ergibt sich eine summierte PV-Einspeisung von 57 TWh.[277]
5. Die Einspeisung von Biomasse-, Geothermie- und Wasserkraftanlagen wird als eine einfache Bandeinspeisung berücksichtigt, die auf eine summierte Einspeisung von 80,3 TWh kommt.[278]
6. Von der Nachfragelast inklusive der Leitungsverlust werden die Einspeiseprofile der erneuerbaren Energien abgezogen und es entsteht eine erste Residuallast, ohne Berücksichtigung von erneuerbaren Importen aus dem Ausland.
7. Der Import von Erneuerbaren-Energien-Strom aus dem Ausland wird nur für Stunden betrachtet in denen die Residuallast positiv ist, d. h. in Stunden in denen nicht bereits die Last durch innerdeutsche EE-Anlagen gedeckt wird. Die Implementierung der Importe erfolgt über einen Multiplikationsfaktor. Mit diesem Faktor wird die stündliche Residuallast multipliziert bis diese sich um die in der Leitstudie angegebenen 35,4 TWh[279] Import EE verringert hat. Der Faktor hat zur Folge, dass in Abhängigkeit von der vorhandenen positiven Residuallast mehr oder weniger Import aus dem Ausland stattfindet. Im Zeitpunkt der höchsten Residuallast wird somit der höchste Import angenommen. Für die Untersuchung ohne Lastverschiebung liegt die höchste Importleistung bei 12,1 GW und der Multiplikationsfaktor bei 0,8.
8. Das um den Import aus ausländischen EE-Anlagen verminderte Residuallastprofil wird abschließend für die Simulation verwendet, wobei zuvor für Stunden mit EE-Überschuss (negative Residuallast) der Residuallastwert auf Null gesetzt wird, was eine Abregelung von EE-Anlagen bedeutet.

A.10.5 Merit-Order-Bildung

Die Merit-Order wird über den Input aus der Kraftwerksliste in der Simulationssoftware gebildet. Zuerst werden aus den einzelnen gelisteten Kraftwerken Kraftwerksobjekte generiert. Diese Objekte bekommen neben den Eigenschaften aus der Liste (Name, Nettoleistung, Inbetriebnahmejahr, Kraftwerkstyp) weitere Eigenschaften, wie verwendeter Brennstoff, verfügbare Leistung, Wirkungsgrad, Stromkennzahl[280] und

---

[274] EEX (2012a) Tatsächliche Produktion Wind - 2011, viertelstündliche Einspeisedaten, Transparenzplattform der European Energy Exchange (EEX), Mai 2012.

[275] Wert der Leitstudie 2010 für Windkraft (Nitsch et al. 2010, S. 49).

[276] EEX (2012b): Tatsächliche Produktion PV - 2011, viertelstündliche Einspeisedaten, Transparenzplattform der European Energy Exchange (EEX), Mai 2012.

[277] Wert der Leitstudie 2010 für PV (Nitsch et al. 2010, S. 49).

[278] Vgl. Nitsch et al. 2010, S. 49.

[279] Ebd.

[280] Kraftwerke, die keine Wärmen auskoppeln, besitzen modellintern eine Stromkennzahl von 0 und es wird im Ergebnis keine Stromkennzahl ausgegeben.

Arbeitskosten. Der verwendete Brennstoff ergibt sich aus dem Kraftwerkstyp. Die verfügbare Leistung bestimmt sich aus der Nettoleitung multipliziert mit 0,8.[281] Der Wirkungsgrad eines Kraftwerkes ergibt sich aus dessen Typ und Inbetriebnahmejahr.[282] Beispielsweise wird für ein Steinkohledampfkraftwerk mit dem Inbetriebnahmejahr 2010, bei angenommener Bauzeit von 5 Jahren ein Wirkungsgrad von 47 % angenommen und für ein Steinkohledampfkraftwerk mit dem Inbetriebnahmejahr 1975, bei gleich angenommener Bauzeit von 5 Jahren, ein Wirkungsgrad von 36 %.[283] Die Stromkennzahl wird in Abhängigkeit vom Kraftwerkstyp angesetzt.[284] Die Arbeitskosten ergeben aus der folgenden Formel:

$$\text{Arbeitskosten} = \frac{\text{Brennstoffpreis} + \text{CO2Preis} * \text{Emissionsfaktor}_{\text{Brennstoff}}}{\text{Wirkungsgrad}} + \text{sonstige variable Kosten} - \text{Wärmegutschrift}_{\text{KWK}}$$

Für die unterschiedlichen Kraftwerke werden weiterhin sonstige variable Kosten (Wartung, Personal) angenommen.[285] Technisch-ökonomische Restriktionen wie Stillstandszeiten, An- und Abfahrkosten, usw. werden in der aktuellen Simulationssoftware noch nicht berücksichtigt. Die Wärmegutschrift findet nur bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen statt und errechnet sich aus:

$$\text{Wärmegutschrift}_{\text{KWK}} = \frac{\text{Erdgaspreis} + \text{Energiesteuer}}{\text{Stromkennzahl} * 0{,}8}$$

Die Wärmegutschrift entspricht der alternativen Wärmeherstellung in einem Gaskessel mit einem Wirkungsgrad von 80%.

Grundsätzlich werden zwei Arten von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen betrachtet: Heizkraftwerke und Industriekraftwerke. Bei Industriekraftwerken wird angenommen, dass diese das ganze Jahr über Wärme auskoppeln. Hingegen wird für Heizkraftwerke unterstellt, dass diese nur über Winter Wärme auskoppeln und auch nur in dieser Zeit eine Wärmegutschrift gutzurechnen ist. Als Heizperiode wird die Zeit vom 01. Oktober bis 30. April zugrunde gelegt. Durch die Betrachtung einer Heizperiode für die Heizkraftwerke werden in der Simulationssoftware zwei Merit-Order(s) gebildet. Eine inklusive der Wärmegutschrift für die Heizkraftwerke, eine exklusive dieser.

Als Annahmen für die Brennstoffpreise wird das Szenario „Mäßig“ der Leitstudie 2010 verwendet.[286] Konkret bedeutet dies die folgende Preise frei Kraftwerk:

- Uran: 2 €/MWh
- Braunkohle: 5 €/MWh
- Steinkohle: 18 €/MWh
- Erdgas: 40 €/MWh
- Heizöl: 84 €/MWh[287]

[281] In dem derzeitigen durch Nachfrage geprägtem Stromsystem ist die technische Verfügbarkeit stark abhängig von der Jahreszeit sowie vom Tageszeit (vgl. Bundeskartellamt 2011, S. 211f). Weiterhin schwankt diese zwischen den verschiedenen Kraftwerksarten (vgl. ebd., S. 215ff). Im Modell wird vereinfachend eine technische Verfügbarkeit von 80% für alle Kraftwerksarten festgesetzt.

[282] Siehe Tabelle „Modellierte Kraftwerksarten“ unten.

[283] Vgl. BMWi (2006): Turbomaschinen, Broschüre des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin, Dezember 2006. S. 11.

[284] Siehe Tabelle „Modellierte Kraftwerksarten“ unten.

[285] Ebd.

[286] Siehe Nitsch et al. 2010, S. 26.

Weiterhin wird ein CO_2-Preis von 37 €/Tonne CO_2 verwendet.

Für die Merit-Order(s) werden abschließend die einzelnen Kraftwerksobjekte aufsteigend nach ihren Arbeitskosten aufgelistet. Besitzen zwei Kraftwerke die gleichen Arbeitskosten wird das jüngere Kraftwerk zuerst berücksichtigt. Ist das Alter der Kraftwerke ebenfalls identisch bestimmt die Reihenfolge in der Kraftwerksliste die Reihenfolge in der Merit-Order. Die spezifische Reihung im Fall gleicher Grenzkosten ist für die Ergebnisse irrelevant.

Kraftwerks-typ	Kurzbeschreibung	Brennstoff	Bau-zeit	Wirkungs grad*	Strom kennz ahl	Sonstige variable Kosten
KKW	Kernkraftwerk	Uran	-	36 %	-	3,75 €/MWh
BK_DT	Braunkohledampfkraftwerk	Braunkohle	5 Jahre	34 – 45 %	-	4,5 €/MWh
SK_DT	Steinkohledampfkraftwerk	Steinkohle	5 Jahre	36 – 47 %	-	4 €/MWh
GuD	Gas und Dampfkraftwerk	Erdgas	2 Jahre	40 – 60 %	-	4 €/MWh
GT	Erdgas-Gasturbine	Erdgas	1 Jahr	27 – 40 %	-	5 €/MWh
GT_Oel	Heizöl-Gasturbine	Heizöl	1 Jahr	27 – 40 %	-	5 €/MWh
HKW_BK_DT	Dampfheizkraftwerk	Braunkohle	-	25 %	0,7	4 €/MWh
HKW_SK_DT	Dampfheizkraftwerk	Steinkohle	-	25 %	0,7	4 €/MWh
HKW_GuD	GuD-Heizkraftwerk	Erdgas	-	45 %	1,1	4 €/MWh
HKW_GT	Heiz-Gasturbine	Erdgas	-	40 %	0,8	4 €/MWh
HKW_BHKW	Blockheizkraftwerk	Erdgas	-	40 %	0,9	4 €/MWh
IKW_SK_DT	Industriedampfkraftwerk	Steinkohle	-	25 %	0,7	4 €/MWh
IKW_GuD	Industrie GuD	Erdgas	-	45 %	1,1	4 €/MWh
IKW_GT	Industrie-Gasturbine	Erdgas	-	40 %	0,8	4 €/MWh
IKW_BHKW	Ind.-Blockheizkraftwerk	Erdgas	-	40 %	0,9	4 €/MWh

* Falls ein Bereich angegeben wird, wird der Wirkungsgrad für einzelne Kraftwerke wie beschrieben altersabhängig modelliert und der Bestand wird fortgeschrieben.

Tabelle A 10: Modellierte Kraftwerksarten

[287] Eigene Annahme.